Office national de l'énergie

National Energy Board

RAPPORT

AU PARLEMENT

Canada

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2006
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE1-2005F
ISBN 0-662-70766-4

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Office national de l'énergie
Bureau des publications
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8
(403) 299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles
à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée).

Internet : www.neb-one.gc.ca

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2006
as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE1-2005E
ISBN 0-662-42218-X

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
National Energy Board
Publications Office
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 0X8
(403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Internet: www.neb-one.gc.ca

Printed in Canada

Photo de la page couverture :
Le fleuve Mackenzie, près de Fort Good Hope, dans les T.N.-O.

106-04531/

Office national de l'énergie

National Energy Board

Bureau du Président

Office of the Chairman

Le 20 mars 2006

L'honorable Gary Lunn, C.P., député
Ministre des Ressources naturelles
580, rue Booth, 21e étage
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Rapport annuel 2005

Monsieur le Ministre,

J'ai l'honneur de vous soumettre le Rapport annuel de l'Office national de l'énergie pour l'année terminée le 31 décembre 2005, conformément aux dispositions de l'article 133 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, L.R.C., 1985, ch. n-7.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'assurance de mes sentiments les plus distingués.

Le président,

Kenneth W. Vollman

444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8

444 Seventh Avenue SW
Calgary, Alberta T2P 0X8

Canada

Téléphone/Telephone: (403) 292-4800
Télécopieur/Facsimile: (403) 292-5503
http://www.neb-one.gc.ca
Téléphone/Telephone: 1-800-899-1265
Télécopieur/Facsimile: 1-877-288-8803

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

TABLE DES MATIÈRES

1 LETTRE DU PRÉSIDENT

3 LE RÔLE ET LES ATTRIBUTIONS DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

9 POINTS SAILLANTS DES DEMANDES PRÉSENTÉES À L'OFFICE

16 APERÇU DE LA SITUATION ÉNERGÉTIQUE

34 SÉCURITÉ, SÛRETÉ ET PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

48 EFFICIENCE ÉCONOMIQUE

55 PARTICIPATION DU PUBLIC CANADIEN

60 LEADERSHIP ET GESTION EFFICACES

64 UN RICHE BASSIN D'EXPÉRIENCE

69 SUPPLÉMENT I

73 SUPPLÉMENT II

77 SUPPLÉMENT III

80 SUPPLÉMENT IV

82 SUPPLÉMENT V

85 SUPPLÉMENT VI

87 SUPPLÉMENT VII

89 SUPPLÉMENT VII

91 TABLE DE CONVERSION AU SYSTÈME MÉTRIQUE

RAISON D'ÊTRE

La raison d'être de l'ONÉ est de promouvoir la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience économique dans l'intérêt public canadien, en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines, ainsi que de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques.

VISION

Être un chef de file respecté dans la réglementation de l'énergie, qui protège et habilite dans l'intérêt public canadien.

BUTS

Les installations et activités réglementées par l'ONÉ sont sûres et sécuritaires, et perçues comme telles.

Les installations réglementées par l'ONÉ sont construites et exploitées de manière à protéger l'environnement et à respecter les droits des personnes touchées.

Les Canadiens et Canadiennes profitent d'une plus grande efficience économique.

L'ONÉ s'acquitte de son mandat tout en favorisant une participation efficace du public.

Dans l'accomplissement de son mandat, l'Office exerce un bon leadership et assure une gestion efficace des processus en jeu.

LETTRE DU PRÉSIDENT

Les prix de l'énergie ont atteint des sommets sans précédent en 2005. Entraînés par une croissance vigoureuse de la demande de pétrole brut, couplée à une faible capacité supplémentaire de production et de raffinage du pétrole, et aux perturbations de l'approvisionnement causées par les ouragans sur la côte américaine du golfe du Mexique, les cours du pétrole ont grimpé à 71 $US le baril et se sont tenus au-dessus de 50 $ le baril, en moyenne, tout au long de l'année. De même, les prix du gaz naturel ont plus que doublé sur un bon nombre de marchés canadiens et américains, réagissant à la hausse des prix du pétrole brut, aux perturbations entraînées par les ouragans et à l'augmentation de la demande d'électricité produite par des centrales au gaz en raison d'un été chaud. Ces facteurs, dont certains sont de longue portée, annoncent une ère caractérisée par des marchés énergétiques serrés et volatils.

L'approvisionnement énergétique canadien réagit aux changements qui s'opèrent sur le marché mondial. Stimulé par la hausse des prix du pétrole brut et du gaz naturel en 2005, l'effort de forage a atteint un record de 25 000 puits. La production de gaz naturel de sources classiques a plafonné dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, mais l'industrie a foré quelque 3 000 puits ciblant le méthane de houille (gaz naturel tiré du charbon), signe d'un intérêt croissant pour les ressources non classiques. Par ailleurs, les prix élevés du gaz naturel ont ravivé l'intérêt à l'égard des sources d'approvisionnement du Nord canadien. Environ 5 000 puits de pétrole ont été forés en 2005, en comptant les puits associés à la mise en valeur des sables bitumineux de l'Alberta. Selon toutes attentes, l'exploitation des sables bitumineux albertains et des gisements au large de la côte Est se soldera par un accroissement de l'approvisionnement en pétrole brut canadien.

La production d'électricité demeure suffisante dans la plupart des provinces, bien que l'Ontario soit aux prises avec le défi de remplacer ses vieilles centrales au charbon par des sources de production moins polluantes. Au chapitre du transport, la panne d'électricité qui a paralysé l'Ontario et des parties du Nord-Est des États-Unis en août 2003 a donné naissance à des initiatives novatrices et de grande portée visant à accroître la fiabilité du réseau. La *Energy Policy Act* des États-Unis, ratifiée en août 2005, prévoit la mise en œuvre aux États-Unis de normes obligatoires de fiabilité en matière d'électricité. En raison de l'interconnexion des composantes du réseau de production-transport – interconnexion qui rehausse la fiabilité de l'approvisionnement pour les deux pays – l'adoption des nouvelles normes aura aussi des conséquences sur le réseau électrique canadien. La *Energy Policy Act* prévoit également la création de la Electricity Reliability Organization (organisation sur la fiabilité des services d'électricité, ERO) aux États-Unis, qui sera vraisemblablement chargée de la mise en application des normes. Il est à prévoir que l'ERO cherchera à faire reconnaître son rôle auprès des autorités réglementaires au Canada et au Mexique.

Une foison de nouvelles propositions concernant l'infrastructure énergétique ont vu le jour en 2005. Entre autres projets, il s'agit d'aménagements destinés à acheminer la production croissante des sables bitumineux vers les marchés, à raccorder les réserves de gaz naturel des régions pionnières canadiennes aux réseaux de transport, ainsi qu'à renforcer les circuits de transport d'électricité qui relient le Canada au réseau électrique américain. Les audiences portant sur certaines de ces propositions sont censées se

dérouler en 2006. Dans l'évaluation des propositions qui relèvent de son mandat, l'ONÉ se doit d'habiliter l'industrie à développer l'infrastructure souhaitable, tout en protégeant l'intérêt public à tous les égards pertinents.

En 2005, l'Office a maintenu son engagement d'établir des règles réglementaires claires et des processus efficaces et efficients, afin d'éliminer les coûts réglementaires inutiles et de permettre que des projets jugés conformes à l'intérêt public soient réalisés dans les délais opportuns. Voici les points saillants des efforts faits à ce chapitre :

- préparatifs en prévision de l'examen des demandes concernant le projet gazier Mackenzie;
- mise en œuvre de normes de rendement, incluant des objectifs et des délais d'exécution pour certaines des fonctions réglementaires de l'Office, telles que la publication des décisions découlant des audiences, l'approbation des demandes d'exportation ou d'importation, et le traitement des demandes en vertu de l'article 58 qui n'exigent pas la tenue d'une audience;
- préparation en vue du dépôt d'un projet concernant des installations de gaz naturel liquéfié (GNL) et organisation d'un atelier sur la sécurité du GNL, de concert avec le ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse;
- évaluation des fonctions réglementaires de l'Office dans le Nord.

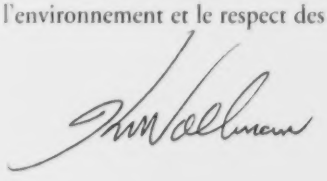
Toujours dans le souci de rendre les processus réglementaires plus efficaces et efficients, l'Office collabore avec d'autres organismes afin de coordonner et de rationaliser les démarches de réglementation, d'arrêter des lignes de conduite au chapitre des délais de traitement et d'aller au devant des groupes d'intérêts. Étant donné le grand nombre d'organismes décideurs qui sont investis de mandats précis à l'égard des projets énergétiques, favoriser la coordination et la rationalisation des processus demeure un défi de taille.

Un autre défi que doit relever l'ONÉ a trait à son devoir et son rôle d'assurer la consultation des populations autochtones dans le cadre de grands projets d'infrastructure énergétique. En 2005, l'Office a lancé un projet de recherche sur la participation des populations du Nord afin d'améliorer les moyens qu'il utilise pour susciter la participation publique, y compris celle des collectivités autochtones. Grâce à cette démarche, l'Office vise à être plus réceptif aux préoccupations des collectivités locales, à améliorer le partage de l'information et à rehausser la valeur de la contribution des parties prenantes.

Au cours de 2005, l'ONÉ a maintenu sa surveillance des marchés énergétiques et, à cause du niveau élevé et de la volatilité des prix de l'énergie, il a intensifié ses efforts pour publier des renseignements sur l'état des approvisionnements, des marchés et des prix de l'énergie au Canada. C'est ainsi que l'Office, en 2005, a produit cinq évaluations du marché de l'énergie et publié un rapport sur le réseau canadien de transport d'hydrocarbures, qui évaluait le fonctionnement actuel des réseaux de transport d'énergie du Canada.

Beaucoup des mesures que l'Office prend pour rehausser son rendement portent sur ses interactions avec les parties externes, mais il a aussi déployé des efforts considérables au cours de la dernière année pour perfectionner ses processus internes. À titre d'exemple, l'Office s'est employé à instaurer une culture d'excellence qui est davantage axée sur les processus opérationnels, il s'est doté d'un système de gestion de la qualité, il a investi dans la formation en leadership de plusieurs membres de son personnel et il a continué d'élaborer et de mettre en œuvre des normes de service. Le recrutement et la conservation d'un effectif compétent et chevronné dans le contexte du marché de l'emploi de Calgary demeure un problème épineux pour l'Office.

Malgré les nombreux défis à surmonter, l'Office demeure résolu à s'acquitter de son rôle d'une manière qui aidera le Canada à répondre à ses besoins énergétiques futurs en toute sûreté et sécurité, tout en assurant la protection de l'environnement et le respect des droits des citoyens touchés.



LE RÔLE ET LES ATTRIBUTIONS DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

À PROPOS DE L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Créé en 1959, l'Office national de l'énergie (ONÉ ou Office) est un organisme fédéral indépendant qui réglemente plusieurs aspects de l'industrie énergétique canadienne. Il a pour raison d'être de promouvoir la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience économique dans l'intérêt public canadien, en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines, ainsi que de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques. L'Office rend compte au Parlement par l'intermédiaire du ministre des Ressources naturelles.

La *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) définit les principales attributions de l'ONÉ. Entre autres responsabilités, celles ci consistent à réglementer :

- la construction et l'exploitation des pipelines qui franchissent des frontières internationales ou les limites d'une province, de même que les droits et tarifs de transport s'y rapportant;
- les lignes internationales de transport d'électricité et lignes interprovinciales désignées de ressort fédéral;
- les importations et exportations de gaz naturel, les exportations de pétrole, de liquides de gaz naturel (LGN) et d'électricité, ainsi que certaines activités liées à l'exploration gazière et pétrolière dans les régions pionnières du Canada[2], notamment dans le Nord et certaines zones extracôtières.

Aux termes de la Loi sur l'ONÉ, l'Office doit également suivre tous les aspects de l'offre, de la production, de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques qui sont du ressort du gouvernement fédéral.

Environ 45 000 kilomètres de pipelines s'étendant d'un bout à l'autre du Canada (figures 1 et 2) sont assujettis à la réglementation de l'ONÉ, notamment des gazoducs, des oléoducs et des pipelines de produits pétroliers à haute pression et de grand diamètre, des pipelines courts de faible diamètre et un pipeline transportant du dioxyde de carbone. Au cours de 2005, ces pipelines ont acheminé pour plus de 100 milliards de dollars de pétrole brut, de produits pétroliers, de liquides de gaz naturel et de gaz naturel. Selon les estimations, les coûts associés au transport

« L'ONÉ a pour raison d'être de promouvoir la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience économique dans l'intérêt public canadien[1], en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines, ainsi que de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques. »

1. L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société. À titre d'organisme de réglementation, l'ONÉ doit évaluer la contribution d'un projet au bien public général, et ses inconvénients éventuels, en peser les diverses conséquences, et rendre une décision.
2. Régions dans le Nord et au large des côtes qui ne sont pas assujetties à un accord de gestion conjointe fédéral-provincial.

FIGURE 1
PRINCIPAUX GAZODUCS AU CANADA

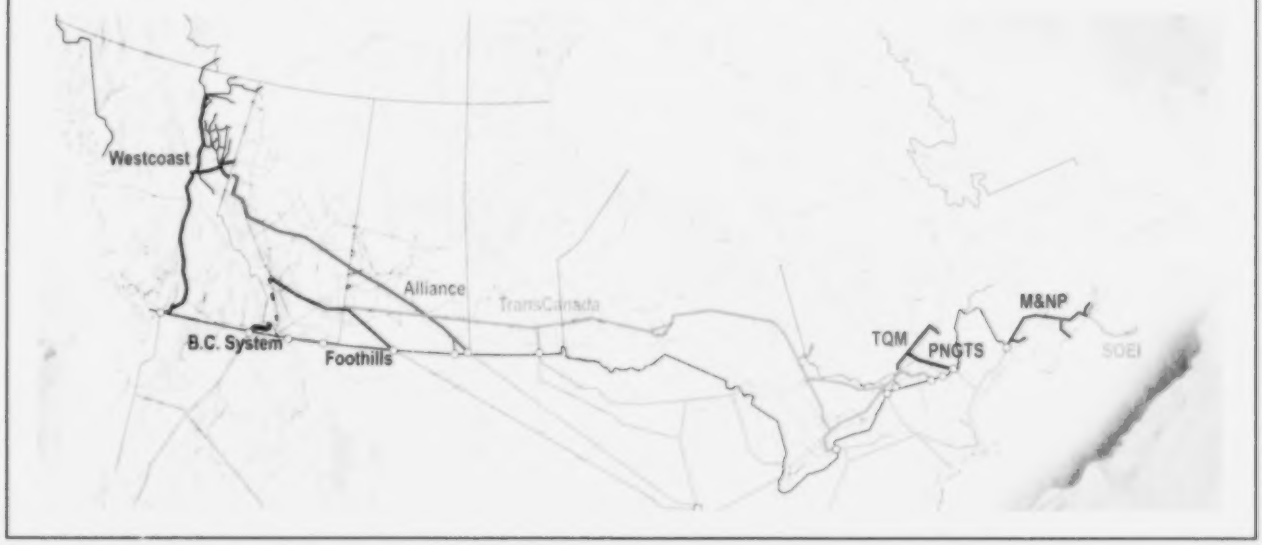
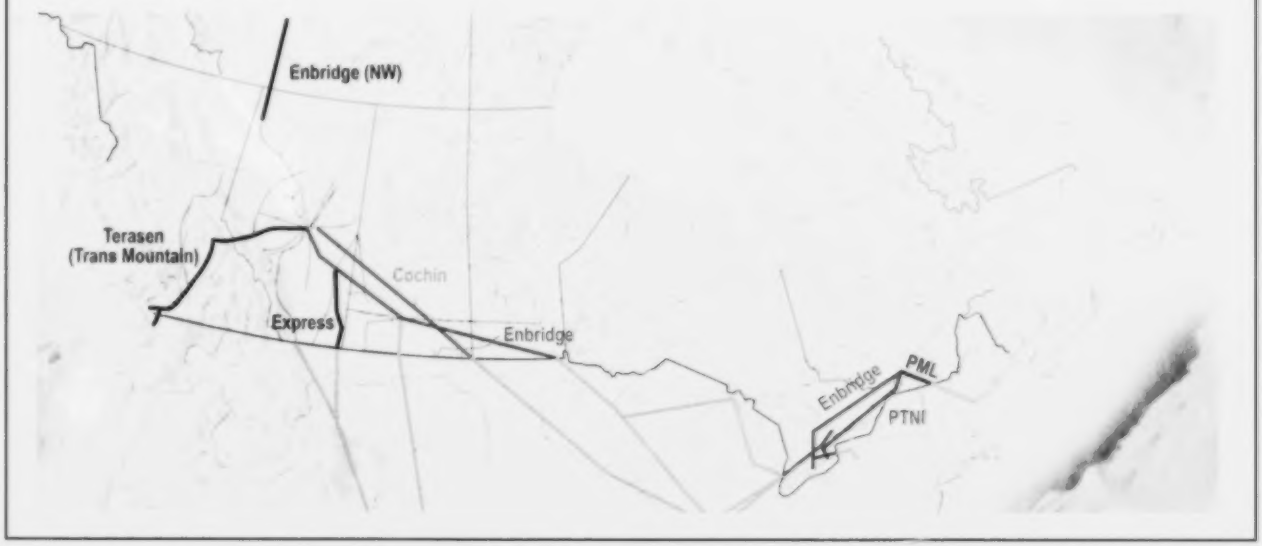


FIGURE 2
PRINCIPAUX OLÉODUCS AU CANADA



de tous ces produits en 2005 se sont chiffrés à environ 4,5 milliards de dollars.

L'Office exerce d'autres fonctions de réglementation en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC) et de certaines dispositions de la *Loi fédérale sur*

FIGURE 1
PRINCIPAUX GAZODUCS AU CANADA

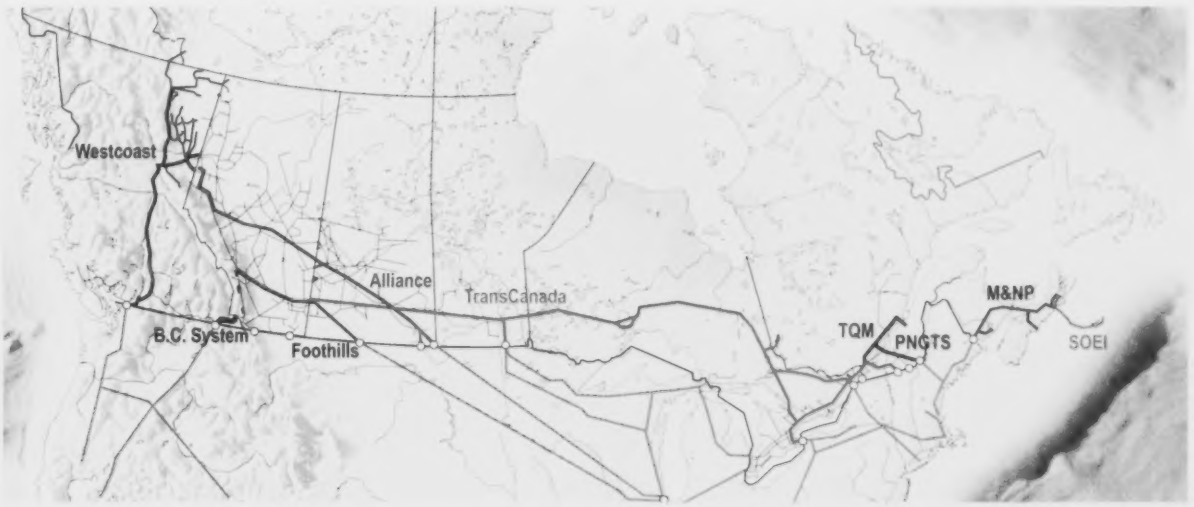
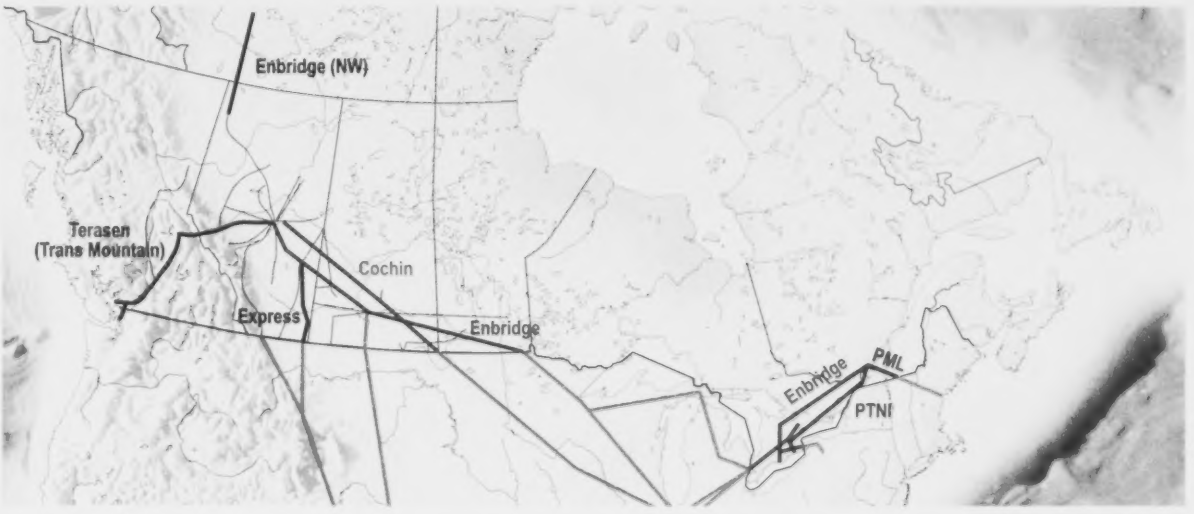


FIGURE 2
PRINCIPAUX OLÉODUCS AU CANADA



de tous ces produits en 2005 se sont chiffrés à environ 4,5 milliards de dollars.

L'Office exerce d'autres fonctions de réglementation en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC) et de certaines dispositions de la *Loi fédérale sur*

les hydrocarbures (LFH), pour ce qui concerne l'exploration et la production gazières et pétrolières dans les régions pionnières et certaines zones extracôtières (figure 3).

L'Office est aussi investi de responsabilités au chapitre de l'environnement, en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE) et de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie*. En outre, le ministre du Travail nomme des inspecteurs de l'Office à titre d'agents de santé et de sécurité aux fins de l'application de la partie II du *Code canadien du travail* dans le cas des installations et des activités qui sont réglementées par l'Office.

Outre ses fonctions de réglementation, l'Office fournit des renseignements et des conseils d'expert dans le domaine de l'énergie en assurant la collecte et l'analyse de l'information sur les marchés canadiens de l'énergie. En vertu de son mandat, l'ONÉ est chargé d'offrir une expertise technique à l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTHE), à l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNHE), ainsi qu'à Ressources naturelles Canada (RNCan) et à Affaires indiennes et du Nord Canada (AINC).

L'Office peut, de son propre chef, tenir des enquêtes et mener des études sur des aspects particuliers du secteur énergétique, de même que produire des rapports à l'intention du Parlement, du gouvernement fédéral et du grand public. De plus, l'Office dispense des conseils au ministre de Ressources naturelles Canada, ainsi qu'à d'autres ministres, ministères et organismes gouvernementaux, s'ils le demandent.

L'Office est une cour d'archives et détient les pouvoirs d'une cour supérieure en ce qui touche la comparution des témoins aux audiences et leur interrogatoire sous serment, l'examen des documents, ainsi que la mise en application de ses ordonnances. La Loi sur l'ONÉ prévoit la nomination d'un maximum de neuf membres permanents

FIGURE 3
ZONES ADMINISTRATIVES DES RÉGIONS PIONNIÈRES

de l'Office, appuyés d'un personnel composé entre autres d'analystes financiers et de marchés, de spécialistes de l'environnement, d'économistes, d'ingénieurs, de géologues, de géophysiciens et d'avocats. Les audiences publiques sont généralement menées par trois membres, ce qui représente un quorum à l'Office, dont un préside l'audience. Les décisions de réglementation de l'Office et les motifs qui les sous tendent sont diffusés à titre de documents publics.

On trouvera d'autres renseignements sur l'Office et ses activités dans son site Web à l'adresse www.neb-one.gc.ca. Le Supplément I fournit une liste complète des lois en vertu desquelles l'ONÉ a des responsabilités désignées.

ACTIVITÉS DE RÉGLEMENTATION EN 2005

Au cours de 2005, l'ONÉ s'est penché sur des demandes concernant de nouvelles installations pipelinières, une demande d'approbation de tracé détaillé, des dépôts de droits et de tarifs, des activités dans les régions pionnières et des demandes de modification d'ordonnances d'importation et d'exportation à court terme. De plus, grâce a un programme exhaustif d'inspections et de vérifications, il a continué de surveiller, d'évaluer et d'assurer la conformité aux exigences dans l'industrie réglementée. L'ONÉ a également produit des rapports sur l'état actuel des marchés canadiens de l'énergie et leur orientation future. Le lecteur trouvera ci dessous un résumé de ces activités :

Certificats, ordonnances, permis et demandes approuvés en 2005

- 657 certificats, ordonnances, permis et lettres d'approbation

Construction et exploitation de pipelines et de lignes de transport d'électricité en vertu des parties III et III.1 de la Loi sur l'ONÉ

- 104 ordonnances et permis

Droits et tarifs pipeliniers en vertu de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ

- 33 ordonnances

Exportations et importations de gaz naturel, de pétrole brut, de liquides de gaz naturel et d'électricité en vertu de la partie VI de la Loi sur l'ONÉ

- 423 ordonnances et permis

Activités d'exploration et de production dans les régions pionnières en vertu de la LOPC

- 53 demandes approuvées

Activités dans les régions pionnières en vertu de la LFH

- 8 déclarations de découverte importante

Instances

- 6 audiences publiques
- 22 jours d'audience publique
- 1 conférence de planification d'audience dans le cas du projet gazier Mackenzie

Surveillance de la conformité

- 18 inspections durant la construction de projets
- 92 inspections de pipelines et d'installations en exploitation
- 1 vérification de système de gestion

Programme de règlement des plaintes des propriétaires fonciers

- 20 dossiers de propriétaires traités

Publication de renseignements sur les marchés énergétiques

- *Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta* (mars 2005)
- *Perspectives du marché de l'électricité, 2005-2006* (juin 2005)

- *Le réseau canadien de transport d'hydrocarbures - Évaluation du réseau de transport* (août 2005)

- *Perspectives à court terme de la production de pétrole brut au Canada jusqu'en 2006* (septembre 2005)

- *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2005-2007* (octobre 2005)

- *Perspectives à court terme du gaz naturel et des liquides de gaz naturel jusqu'en 2006* (octobre 2005)

AMÉLIORATION DU CADRE RÉGLEMENTAIRE

En 2005, l'ONÉ a poursuivi sa stratégie de réglementation, qui repose sur la réglementation axée sur les buts[3], des processus réglementaires clairs et prévisibles, ainsi qu'une coopération et des partenariats efficaces avec d'autres organismes et ministères gouvernementaux. La démarche de l'Office est conforme aux principes qui animent la stratégie de *réglementation intelligente* prônée par le gouvernement fédéral. Au cours de l'exercice, l'ONÉ a participé à plusieurs initiatives qui s'inscrivent dans la stratégie de réglementation intelligente, notamment :

- le *Public Sector Council on Regulatory Management*, qui promeut l'application de pratiques réglementaires exemplaires au sein du gouvernement canadien au moyen de rencontres périodiques et d'un réseau d'apprentissage;

- le *Rapport sur les initiatives et les projets en matière de réglementation intelligente*, qui rend compte deux fois par année de l'avancement de la réglementation intelligente. Entre autres initiatives, le rapport traite de la réforme de la réglementation visant les régions pionnières et les zones extracôtières, et a récemment fait mention des travaux d'amélioration de la réglementation accomplis à l'ONÉ ainsi que du plan de coopération mis en place pour l'évaluation des répercussions environnementales d'un projet de gazoduc dans le Nord;

- la *Table thématique sur la viabilité de l'environnement*, qui s'emploie à élaborer une approche commune de la réglementation afin de soutenir la richesse et la viabilité du milieu naturel au profit des Canadiens.

ATELIER 2005 DE L'ONÉ

En juin 2005, l'ONÉ a tenu son troisième atelier, axé sur le thème « La collaboration pour des processus réglementaires améliorés ». L'atelier a accueilli au delà de 350 participants représentant plus de 108 organismes, notamment des membres de l'industrie, des organismes gouvernementaux des paliers municipal, provincial et fédéral, des sociétés de conseils et des groupes autochtones. Ce fut l'occasion pour l'ONÉ de communiquer de l'information et d'engager un dialogue avec les parties prenantes sur ses initiatives réglementaires et projets d'amélioration internes, sur la protection de l'environnement, ainsi que sur la gestion de la sécurité, de la sûreté, de l'intégrité et des situations d'urgence.

Au cours de l'atelier, les participants ont manifesté leur appui continu pour la stratégie de réglementation adoptée par l'ONÉ, y compris les règlements axés sur les buts. Le lecteur trouvera les actes de l'atelier dans le site Web de l'ONÉ, à l'adresse www.neb-one.gc.ca/Publications/NEBWorkshops/2005NEBWorkshopProceedings_f.pdf.

APPROCHE AXÉE SUR LA SANTÉ, LA SÉCURITÉ ET L'ENVIRONNEMENT

Durant l'exercice, l'ONÉ a proposé l'approche du dossier « santé, sécurité et environnement » (SSE) à titre de modèle pour l'élaboration du projet de *Règlement sur les pipelines immergés*. L'approche SSE est inspirée des régimes de réglementation internationaux visant les opérations

3. À l'ONÉ, la réglementation axée sur les buts est un régime de réglementation qui combine des éléments normatifs, des éléments axés sur le rendement et des éléments axés sur les buts, étayés par des normes et des notes d'orientation non obligatoires. Elle favorise la responsabilisation de l'industrie tout en lui accordant plus de latitude quant aux moyens à prendre pour répondre aux exigences de réglementation de l'ONÉ.

pétrolières en mer. Elle repose sur un cadre comprenant des systèmes de gestion, une description des risques, des méthodes de gestion des risques et la vérification par un tiers. Le dossier SSE comme tel est un ensemble de documents récapitulatifs dans lesquels une entreprise définit ce cadre. En 2006, l'Office continuera d'élaborer le *Règlement sur les pipelines immergés* en faisant fond sur le travail déjà accompli.

RÈGLEMENTS NOUVEAUX OU MIS À JOUR

L'ONÉ a continué de travailler avec le ministère de la Justice pour arrêter la forme définitive du nouveau *Règlement sur la prévention des dommages* et de la version mise à jour du *Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada*, en prévision de leur publication dans la partie I de la *Gazette du Canada* pour fins de commentaires.

L'ONÉ a aussi continué d'élaborer et d'actualiser les règlements qui régissent les activités d'exploration et de mise en valeur assujetties à la LOPC. Étant conçus en collaboration avec RNCan, AINC, l'OCTHE, l'OCNHE, le ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse et le ministère des Ressources naturelles de Terre-Neuve, ces règlements garantissent l'application d'une approche réglementaire commune à l'égard des activités menées dans les zones extracôtières, les Territoires du Nord-Ouest et le territoire du Nunavut.

ATELIER DE L'ONÉ SUR LE RECOUVREMENT DES FRAIS AUPRÈS DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ

En mars 2004, l'Office a lancé le projet de révision du recouvrement des frais auprès du secteur de l'électricité en réponse aux préoccupations exprimées par le secteur au sujet du régime de recouvrement de l'ONÉ. En effet, les membres du secteur jugeaient que la méthode en vigueur n'était pas équitable, car les exportateurs étaient les seuls à assumer les coûts de l'ONÉ. Ils croyaient également qu'en raison de la restructuration qui s'était opérée dans l'industrie, entraînant la séparation des fonctions de production, de transport, de distribution et de commercialisation, il était d'autant plus important d'assurer une répartition convenable de ces coûts. En 2004, l'Office a organisé un atelier d'une journée, à Calgary, afin d'examiner la question plus à fond avec les participants du secteur. Lors d'un deuxième atelier tenu le 2 juin 2005, à Montréal, des membres du personnel de l'Office ont fourni un complément d'information sur le dossier et présenté des options et des critères, en invitant l'industrie à donner son avis. Le lecteur trouvera un sommaire des délibérations de l'atelier dans le site Web de l'ONÉ, à l'adresse www.neb-one.gc.ca/ActsRegulations/NEBAct/ElectricityCostRecovery/2004/index_f.htm.

Comme suite aux ateliers et à la consultation des parties prenantes, l'ONÉ a mis au point un nouveau concept de recouvrement des frais auprès du secteur de l'électricité. Ce concept, qui fera l'objet de consultations additionnelles, servira de fondement à la rédaction des modifications à apporter au *Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie*. En 2006, l'Office tiendra une séance d'information pour présenter le concept. Ce sujet est examiné plus à fond dans le présent rapport, sous la rubrique Leadership et gestion efficaces.

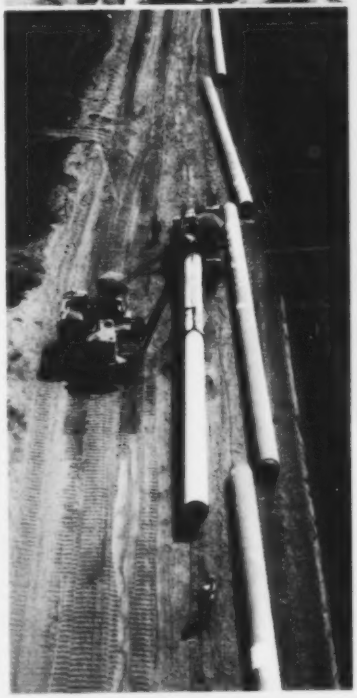
NORMES DE L'INDUSTRIE

L'ONÉ continue de participer avec l'industrie, le gouvernement et d'autres parties prenantes à un éventail d'initiatives qui visent à définir des normes consensuelles, des pratiques exemplaires et des approches communes dans les domaines de la sécurité, de la sûreté et de l'environnement. Dans le cadre de ces travaux, l'Office siège à plusieurs comités techniques chargés d'élaborer et d'actualiser les normes de l'Association canadienne de normalisation (CSA) qui se rapportent aux pipelines. L'ONÉ est également membre du Canadian Pipeline Environment Committee et de l'Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique.

POINTS SAILLANTS DES DEMANDES PRÉSENTÉES À L'OFFICE

Au cours de 2005, l'ONÉ a examiné des demandes concernant de nouvelles installations pipelinières, la modification des droits et tarifs pipeliniers et l'approbation d'activités proposées sur des terres publiques non assujetties à un accord de gestion conjointe, ainsi que des demandes en vue de la délivrance d'ordonnances d'exportation à court terme de pétrole, de GNL et de gaz naturel, et de permis d'exportation d'électricité. De plus, l'Office a tenu une audience portant sur l'examen d'un tracé détaillé pour arrêter le tracé définitif d'une ligne internationale de transport d'électricité qu'il avait approuvée antérieurement. L'Office a aussi affecté des ressources à la préparation d'une audience prévue concernant le projet gazier Mackenzie et à l'étude des exigences sur le plan de l'infrastructure que pourraient entraîner des importations de gaz naturel liquéfié (GNL).

« La vision de l'ONÉ est d'être un chef de file respecté dans la réglementation de l'énergie, qui protège et habilite dans l'intérêt public canadien. »



INSTALLATIONS PIPELINIÈRES

Préparation à l'audience portant sur le projet gazier Mackenzie

En octobre 2004, l'ONÉ a été saisi de cinq demandes, présentées par Imperial Oil Resources Ventures Limited (IORVL), le Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership, Pétrolière Impériale Ressources Limitée (Pétrolière Impériale), ConocoPhillips Canada (North) Limited, ExxonMobil Canada Properties et Shell Canada Limitée, concernant la construction et l'exploitation du projet gazier Mackenzie dans le nord du Canada. Les demandeurs ont déposé des mises à jour subséquentes du projet en novembre et décembre 2005.

Pétrolière Impériale a demandé l'autorisation de construire un réseau de collecte de 192 km (119 milles) qui rassemblerait le gaz provenant de trois champs pour le livrer à une installation de traitement, située près d'Inuvik, où les liquides de gaz naturel (LGN) seraient extraits. Le gaz naturel serait introduit dans le gazoduc proposé, d'une longueur de 1 194 km (742 milles), tandis que les liquides seraient acheminés dans un pipeline parallèle de plus faible diamètre, d'environ 459 km (285 milles), qui se raccorderait au pipeline d'Enbridge Pipelines (NW) Inc. à Norman Wells. Le projet comprend aussi des demandes d'approbation des plans de mise en valeur de trois champs de gaz terrestres, soit Taglu, Parsons Lake et Niglintgak, qui seraient exploités par Pétrolière Impériale, ConocoPhillips et Shell Canada, respectivement.

Le gazoduc, d'un diamètre de 762 mm (30 po), est conçu pour transporter en moyenne 34 millions de mètres cubes (1,2 milliard de pieds cubes) de gaz par jour. Le coût en capital du projet gazier Mackenzie est estimé à plus de 7 milliards de dollars, et sa mise en service est prévue pour la fin de 2011.

Tout au long de 2005, l'Office a tenu des séances d'information dans de nombreuses collectivités vivant dans la vallée du Mackenzie, comme dans d'autres localités des Territoires du Nord-Ouest et du nord de l'Alberta. Ces séances ont

permis aux participants de se renseigner sur le processus d'audience de l'ONÉ et de faire connaître leurs points de vue. En juin 2005, l'Office a fait une reconnaissance en hélicoptère pour voir les caractéristiques physiques et géographiques des champs d'ancrage du projet et le tracé proposé du gazoduc.

Durant la première moitié de 2005, l'Office a poursuivi l'examen des demandes relatives au projet. Le 7 juillet 2005, il a prié IORVL de lui indiquer dans quel délai elle pourrait l'informer qu'elle est prête pour la tenue de l'audience publique. Le 23 novembre 2005, IORVL a avisé l'Office qu'elle était en mesure de passer à l'étape de l'audience publique. En décembre 2005, l'Office a tenu une conférence de planification de l'audience qui s'est déroulée à Inuvik, Yellowknife, Fort Good Hope et Fort Simpson. Les participants pouvaient assister aux discussions en personne, ou fournir leurs commentaires par écrit ou par téléphone. À l'issue de la conférence de planification, l'Office a diffusé un calendrier provisoire de l'audience publique, laquelle a débuté à Inuvik le 25 janvier 2006.

Tel que le prévoit le *Plan de coopération concernant l'évaluation des répercussions environnementales et l'examen réglementaire d'un éventuel projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest*, daté du juin 2002, l'examen réglementaire du projet dans le cadre d'une audience de l'ONÉ est coordonné avec l'examen des répercussions environnementales, mené par la Commission d'examen conjoint. Un membre de l'Office a été nommé membre de la Commission d'examen conjoint et, en vertu de l'autorisation MO-13-2004, ce membre est habilité, suivant le paragraphe 15(1) de la Loi sur l'ONÉ, à faire rapport au comité d'audience de l'ONÉ et à lui présenter des recommandations au cours de son étude du projet gazier Mackenzie.

Au cours de 2005, l'ONÉ a continué d'épauler le Secrétariat du projet de gaz du Nord (SPGN), qui a son siège à Yellowknife et des bureaux régionaux à Inuvik, Norman Wells et Fort Simpson. Le SPGN est la tribune grâce à laquelle les divers organismes participant à l'évaluation environnementale et l'examen réglementaire du projet gazier Mackenzie peuvent adopter des approches coopératives et concertées, tout en respectant le besoin de mener des examens indépendants. Entre autres fonctions, le SPGN a pour mandat de soutenir et de coordonner les processus d'audience publique, ce qui comprend tous les aspects de la participation du public. Un comité exécutif, composé des présidents de la Commission d'examen conjoint, du comité d'audience de l'ONÉ, de l'Office des terres et des eaux de la vallée du Mackenzie et de l'Office des eaux des Territoires du Nord-Ouest, supervise le travail du SPGN. L'ONÉ assure la présidence du Comité exécutif.

Kinder Morgan Canada (auparavant Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.)

En 2005, l'ONÉ a autorisé Kinder Morgan Canada (auparavant Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.) à augmenter la capacité du réseau pipelinier Trans Mountain, en la faisant passer de 35 000 m^3 à 41 000 m^3 par jour. Le projet comprend la modification de trois stations de pompage existantes, la construction de sept nouvelles stations qui seront aménagées sur des terres appartenant à Kinder Morgan Canada, ainsi que la modification des organes internes de pompes dans huit stations, pour accroître l'efficience dans les nouvelles conditions d'exploitation. Le 21 décembre 2005, Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. a déposé une demande en vue de modifier la conception du projet.

DROITS ET TARIFS

TransCanada PipeLines Limited

RH-2-2004, Phase II

L'Office a examiné l'aspect du coût du capital de la demande de TransCanada visant les droits et le tarif du réseau principal en 2004 dans le cadre de la phase II de l'audience publique RH-2-2004. En avril 2005, il a autorisé une majoration du ratio présumé du capital actions ordinaire, à compter du 1er janvier 2004, qui passe de 33 % à 36 %. Dans sa décision de la phase II, l'Office a conclu que, dans l'ensemble, le risque auquel

était exposé le réseau principal avait augmenté depuis la dernière évaluation du coût du capital de TransCanada, effectuée à l'instance RH-4-2001, en raison de risques d'approvisionnement et de concurrence plus élevés. Il a jugé, en outre, qu'il était justifié d'approuver une hausse du ratio du capital actions ordinaire de TransCanada, de sorte que le réseau principal préserve son intégrité financière et sa capacité d'attirer des capitaux à des conditions raisonnables. Tous les autres aspects de la demande visant les droits et le tarif de 2004 ont été examinés au cours de la phase I de l'audience publique, et l'Office a rendu sa décision concernant cette phase en septembre 2004.

RH-R-1-2005

En novembre 2004, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) a demandé la révision de la décision RH-2-2004 Phase I de l'Office, publiée en septembre 2004. L'ACPP a soutenu que l'Office avait erré sur les points suivants :

i) le service garanti non renouvelable (SG-NR);

ii) les coûts des incitatifs à long terme;

iii) les coûts réglementaires.

Le 13 avril 2005, l'ACPP a retiré sa demande de révision de la décision relative aux coûts des incitatifs à long terme. En mai 2005, l'Office a publié sa décision RH-R-1-2005, dans laquelle il a annulé sa décision de la phase I autorisant la tarification du SG-NR sur une base soumissionnable et autorisé plutôt que ce service soit tarifé de la même manière que le SG assorti d'une clause de volumes dégressifs. Toutefois, l'Office a exprimé l'avis que l'ACPP n'avait pas soulevé un doute quant à l'exactitude des coûts réglementaires approuvés en vertu de la décision de la phase I.

RH-R-2-2005

En janvier 2005, Coral Energy Canada Inc. (Coral) et la Cogenerators Alliance (CA) ont sollicité la révision et la modification de la décision RH-2-2004 Phase I de l'Office en invoquant les deux motifs suivants : le déplacement inapproprié du fardeau de la preuve aux intervenants et le défaut de fournir des motifs de décision suffisants. L'Office a diffusé sa décision RH-R-2-2005 en mai 2005. Dans cette décision, il a jugé que le motif concernant le fardeau de la preuve ne mettait pas en doute le bien fondé de la décision de la phase I. De plus, il a déterminé que des motifs adéquats avaient été fournis partout dans la décision de la phase I et que, par conséquent, le motif de révision invoqué par Coral et la CA au sujet du caractère suffisant des motifs de décision ne mettait pas en doute le bien fondé de la décision de la phase I.

Foothills Pipe Lines Ltd. et le réseau de la C.-B. de TransCanada

En décembre 2005, l'ONÉ a approuvé les droits définitifs de Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) exigibles à compter du 1er janvier 2006. Les droits approuvés incorporaient une majoration du ratio présumé du capital actions ordinaire, lequel passait de 30 % à 36 %. L'ONÉ a également approuvé les droits provisoires exigibles sur le réseau de la C.-B. de TransCanada à compter du 1er janvier 2006. Les droits provisoires approuvés reposaient sur une majoration du ratio présumé du capital actions ordinaire du réseau, qui passait de 30 % à 36 %. Avant de rendre sa décision, l'Office avait sollicité les commentaires des expéditeurs et des parties intéressées, et n'en avait reçu aucun.

Westcoast Energy Inc.

En août 2004, l'ONÉ a approuvé un règlement négocié entre Westcoast Energy Inc. (Westcoast) et ses expéditeurs qui établissait les droits exigibles en 2004 et la méthode de conception des droits en 2005. Le 29 novembre 2004, il a approuvé la demande de Westcoast concernant les droits de transport provisoires exigibles en 2005 et, le 15 avril 2005, il a autorisé les droits définitifs de 2005. Le 10 novembre 2005, l'Office a approuvé une demande de Westcoast visant des améliorations du service garanti (notamment l'adoption de droits différenciés selon la durée et un service de dépassement autorisé dans l'ensemble du réseau), ainsi que l'introduction de crédits transférables entre corridors dans le cas du service de transport Nord. Ces améliorations avaient pour but de rehausser la valeur du service garanti et stimuler la passation de plus de contrats de service garanti. Le service de dépassement

autorisé et les crédits transférables entre corridors ont été approuvés à titre de programmes pilotes de deux ans.

Enbridge Pipelines Inc.

Le 7 janvier 2005, Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) a sollicité l'autorisation de recouvrer la somme de 10 M$US par année, pendant cinq ans, par le truchement des droits perçus sur sa canalisation principale canadienne, afin de financer l'élargissement des services du pipeline Spearhead, qui va de Chicago (Illinois) à Cushing (Oklahoma). Le pipeline a toujours assuré un service de transport du sud au nord. Or, Enbridge projette d'inverser le sens de l'écoulement du pipeline en janvier 2006 afin de donner accès à de nouveaux marchés au sud de Chicago.

Le 8 février 2005, Enbridge a déposé une demande en vue de recouvrer la somme de 10 M$US par année, pendant cinq ans, à même les droits de sa canalisation principale canadienne, afin de financer l'inversion d'un pipeline pour qu'il assure un service de transport du nord au sud, entre Patoka (Illinois) et Corsicana (Texas). Le pipeline en question appartient à Mobil Pipe Line Company. L'inversion du sens de l'écoulement doit permettre aux producteurs canadiens d'avoir accès au marché de la côte américaine du golfe du Mexique à compter du dernier trimestre de 2005.

L'Office a examiné les deux demandes dans le cadre de l'instance RH-1-2005 et a tenu une audience publique du 7 au 12 avril 2005. Les deux demandes ont été approuvées le 28 avril 2005. Le 9 juin 2005, l'Office a publié ses motifs de décision dans lesquels il affirmait que les deux propositions favoriseraient une utilisation efficace de l'infrastructure en place et ouvriraient l'accès à de nouveaux marchés d'une manière opportune afin de soutenir la croissance des approvisionnements venant des sables bitumineux.

Le 25 mai 2005, Flint Hills Resources a interjeté appel de la décision de l'Office devant la Cour fédérale. Le lecteur trouvera des précisions sur l'appel dans le Supplément IV – Instances en 2005.

Demandes de désignation de destination prioritaire présentées par Chevron Canada Limited, Chevron Standard Limited et Neste Canada Inc.

En janvier 2005, l'ONÉ a reçu de la part de Chevron Canada Limited (Chevron), de Chevron Standard Limited et de Neste Canada Inc. des demandes visant à obtenir des ordonnances désignant la raffinerie de Chevron, située à Burnaby (Colombie-Britannique), à titre de destination prioritaire sur le réseau de Kinder Morgan Canada (auparavant Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.), de sorte que la livraison de pétrole brut et d'isooctane en provenance d'Edmonton (Alberta) ne soit pas soumise à une répartition de la capacité pipelinière. Au cours de 2005, l'Office a été saisi de trois avis de requête qui ont finalement fait reporter l'audience orale au 6 mars 2006.

Vérifications financières

L'Office effectue de temps à autre des vérifications financières des sociétés pipelinières qu'il réglemente. Ces vérifications sont des outils importants pour s'assurer que les sociétés pipelinières se conforment aux règlements, ordonnances et décisions de l'Office, et pour documenter la mesure dans laquelle elles font montre d'un souci d'économie et d'efficience dans la conduite de leurs activités. De plus, les vérifications financières permettent à l'Office d'établir s'il y a eu interfinancement d'activités aux dépens des payeurs de droits et lui offrent la possibilité d'apprendre à mieux connaître la société visée et ses activités. Dans cette optique, l'Office a effectué une vérification à l'égard de Westcoast en 2005.

La vérification a donné lieu à trois constatations et deux recommandations pour lesquelles Westcoast a déposé un plan d'action corrective, que l'Office a approuvé le 10 novembre 2005. À titre de mesure corrective, Westcoast a présenté une demande d'exemption de l'application des annexes VI et VII du *Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs*, en vertu du paragraphe 129(1.1) de la Loi sur l'ONÉ. Cette demande a également été approuvée le 10 novembre 2005.

L'Office a aussi entamé une vérification du réseau de TransCanada PipeLines, qui vise plus particulièrement le réseau principal de la société. Le travail sur place a été terminé en décembre 2005, et la touche finale sera mise au rapport de vérification au début de 2006.

TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Société d'énergie du Nouveau-Brunswick

À l'automne 2003, l'ONÉ avait délivré à la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) un certificat qui autorisait la construction et l'exploitation d'une ligne internationale de transport à 345 kilovolts (kV), de 95,5 km (59,7 milles) de long, devant s'étendre du terminal actuel de la centrale de Pointe Lepreau jusqu'à un point sur la frontière entre le Maine et le Nouveau-Brunswick, à l'ouest de St. Stephen (Nouveau-Brunswick).

En décembre 2004 et janvier 2005, Énergie NB a demandé à l'Office d'approuver les plans du tracé détaillé proposé de la ligne internationale de transport. La société a fait parvenir des avis aux propriétaires de terrains concernés et a publié des avis dans les journaux des localités se trouvant à proximité du tracé proposé. Les propriétaires fonciers disposaient de 30 jours pour présenter une déclaration d'opposition à l'Office.

Comme suite au dépôt d'oppositions écrites par deux propriétaires fonciers, l'Office a tenu des audiences à St. Stephen (Nouveau-Brunswick), le 9 mai 2005. Entre autres motifs d'opposition, les propriétaires fonciers avaient invoqué le risque de dommages à des bleuetières en raison de l'accès des VTT aux propriétés et les effets néfastes sur la faune. L'Office a approuvé, moyennant certaines conditions, le tracé détaillé qu'Énergie NB avait choisi.

Sumas Energy 2 Inc.

En 2004, l'Office avait rejeté une demande de Sumas Energy 2 Inc. (SE2) concernant la construction de la partie canadienne d'une ligne internationale de transport d'électricité qui se serait étendue de la frontière canado-américaine près de Sumas (Washington) jusqu'à Abbotsford (Colombie-Britannique). Suite à cette décision, Sumas avait demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel. La Cour a autorisé l'appel et a entendu la cause en novembre 2005. Le 9 novembre, la Cour a confirmé la décision de l'Office et rejeté l'appel de SE2.

Montana Alberta Tie Ltd.

En décembre 2005, Montana Alberta Tie Ltd. (MATL), consortium formé de Rocky Mountain Power, Lectrix Ltd. et Scott Land and Permitting, a présenté une demande à l'ONÉ pour solliciter un permis concernant une ligne de transport d'électricité à 230 kV, de 288 km (180 milles) de long, qui s'étendrait de Lethbridge (Alberta) à Great Falls (Montana) et s'interconnecterait ultérieurement avec le réseau d'électricité du Nord-Ouest.

À la suite d'un appel de soumissions tenu au début de 2005, MATL a reçu 13 soumissions de la part de quatre sociétés, faisant que la capacité de la ligne est souscrite pour une période de 15 ans. En juillet dernier, la FERC a agréé les résultats de l'appel de soumissions, le jugeant « non discriminatoire, équitable et transparent ». La majorité des souscripteurs qui ont répondu à l'appel de soumissions de MATL sont des promoteurs de projets éoliens désireux de réserver une capacité de transport pour des installations qui seraient implantées dans le nord du Montana.

Sea Breeze Power Corp. et sa filiale

En Colombie-Britannique, Sea Breeze Power Corp. (Sea Breeze) et sa filiale proposent de construire une ligne de transport d'électricité haute tension en courant continu, d'une capacité de 540 MW, qui aurait 22 milles de long. La ligne internationale comprendrait des stations de conversion et s'étendrait en partie sous les eaux du détroit Juan de Fuca, entre l'État de Washington et la Colombie-Britannique. Elle relierait la sous station de la Bonneville Power Administration, située à Port Angeles (Washington), à la sous station de Victoria (Colombie-Britannique), qui appartient à BC Hydro et est exploitée par la British Columbia Transmission Corporation. La FERC a approuvé la ligne entre Victoria et Port Angeles le 14 septembre 2005, et See Breeze a présenté sa demande à l'ONÉ en décembre.

ACTIVITÉS DANS LES RÉGIONS PIONNIÈRES

En 2005, l'Office a continué d'évaluer les demandes concernant des projets dans les régions pionnières ainsi qu'à surveiller les activités et les installations approuvées au moyen d'inspections. Les activités menées au cours de l'année consistaient principalement à exploiter des gisements en production et à effectuer des forages exploratoires.

Les programmes de forage exploratoire et les études géophysiques ont été concentrés surtout dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie et la région du delta du Mackenzie. Les travaux géologiques et géophysiques se sont poursuivis à un rythme comparable à celui de 2004, mais les programmes de forage ont continué de ralentir quelque peu. Les activités de production se sont poursuivies au champ gazier Ikhil, au champ de pétrole Norman Wells, aux trois champs gaziers exploités dans la région de Fort Liard, ainsi qu'au champ de pétrole et de gaz situé dans la région de Cameron Hills.

Au cours de 2005, l'Office a fait huit déclarations de découverte importante en vertu de la Loi sur l'ONÉ et de la LFH, qui visaient des terres situées dans le sud des Territoires du Nord-Ouest.

Après un hiatus de 13 ans, le forage extracôtier a repris dans la région de la mer de Beaufort. En décembre 2005, Devon Canada Corporation (Devon) a soumis et fait approuver son programme de forage proposé, puis a démarré le forage du puits Pakota C60, qui est le premier de plusieurs puits qu'elle projette de forer dans la zone visée par son permis de prospection 420. Devon a dû produire un rapport d'étude approfondie à l'égard du projet, et l'ONÉ était la principale autorité responsable en ce qui concerne l'établissement et l'examen du rapport.

Coopération en matière de réglementation dans le Nord

En 2004, la Convention définitive des Inuvialuit (CDI) a été modifiée afin d'habiliter le Comité d'étude des répercussions environnementales à faire des recommandations aux organismes de régie au sujet des conditions dont il convient d'assortir les approbations de projets de mise en valeur. À la lumière de ces changements, un atelier regroupant les intervenants intéressés – fédéraux, territoriaux et inuvialuits – a été organisé à Inuvik en 2005 pour discuter de la mise en œuvre d'un processus efficace d'examen des évaluations environnementales sous l'égide de la CDI.

Participation des populations autochtones du Nord

En 2005, l'ONÉ a lancé un projet de recherche pour cerner les besoins des collectivités du Nord, dans l'optique de son futur programme de participation des Autochtones. Les résultats des recherches et les recommandations connexes aideront l'ONÉ à concevoir et à mettre en œuvre un programme de participation bien adapté aux besoins des collectivités nordiques touchées. Ce projet de recherche est indépendant du projet gazier Mackenzie.

SE PRÉPARER POUR L'AVENIR

Atelier sur la sécurité du gaz naturel liquéfié

Le 6 janvier 2005, en collaboration avec le ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, l'Office a organisé un atelier d'une journée, à Montréal (Québec), portant sur la sécurité du GNL. À la faveur de cet atelier, divers ministères et organismes fédéraux et provinciaux ont pu :

- en arriver à une compréhension commune de ce que les régies ont besoin de savoir lorsqu'elles sont appelées à se prononcer sur un projet de GNL au Canada;

- examiner les impératifs de sécurité et les exigences techniques associés à la construction et l'exploitation de terminaux méthaniers récepteurs (ce qui comprend les navires de transport, les jetées, les conduites de déchargement, les réservoirs de stockage, les installations de regazéification) et cerner les lacunes du cadre réglementaire actuel.

L'atelier, qui a accueilli plus de 50 participants, a été couronné de succès (le lecteur trouvera le compte rendu de l'atelier dans le site Web de l'ONÉ).

À l'issue de l'atelier, un groupe de travail intergouvernemental a été mis sur pied pour déterminer les champs de responsabilité des provinces à l'égard des divers éléments d'un terminal méthanier récepteur. Le groupe de travail a produit un document qui répertorie les principales approbations réglementaires qu'il faut obtenir des différents ordres de gouvernement pour la conception, le choix de l'emplacement et la construction d'un terminal méthanier. Intitulé « Exigences réglementaires concernant le GNL »[4], le document fournit une liste à jour des approbations qu'un promoteur doit ou pourrait obtenir, sous réserve des modifications que les diverses administrations pourraient apporter à leurs exigences particulières. Le document :

- s'adresse aux promoteurs désireux de proposer une installation d'importation de GNL au Canada, au gouvernement fédéral et aux administrations provinciales et municipales qui examinent de telles propositions, de même qu'à toute personne qui souhaite connaître la nature des approbations requises pour de telles installations;

- tient compte de chaque élément d'une installation de GNL;

- décrit le type d'évaluation requise, les instruments réglementaires à délivrer au promoteur ou sollicités par ce dernier ainsi que les exigences législatives pertinentes;

- précise les autorisations et permis réglementaires qui sont soit requis, soit demandés selon l'ordre de gouvernement concerné pour l'approbation d'un projet de GNL, ainsi que les sphères de responsabilité;

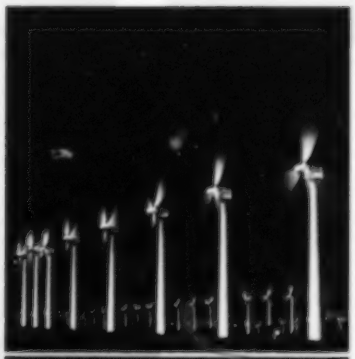
- tient compte des exigences des ministères et organismes fédéraux et provinciaux ainsi que des administrations municipales;

- vise la Colombie-Britannique, le Québec, le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Écosse, toutes ces provinces faisant l'objet d'une ou plusieurs propositions de projets de GNL.

L'ONÉ continue de suivre les faits nouveaux dans le secteur du GNL dans la mesure où ils peuvent intéresser ses futures activités de réglementation, notamment en ce qui touche les pipelines d'interconnexion et l'autorisation d'importations et d'exportations.

4. On peut consulter le document à l'adresse http://www.neb-one.gc.ca/energy/lng/lngindex_f.htm#ExigencesReglementairesGNL

APERÇU DE LA SITUATION ÉNERGÉTIQUE



L'Office assure une surveillance attentive des marchés énergétiques, afin d'effectuer une analyse objective des divers produits énergétiques, puis d'informer les Canadiens sur les grandes tendances et enjeux. La présente section résume la situation relative à l'offre, à la consommation, à la production, aux *prix et au commerce de l'*énergie au Canada au cours des cinq dernières années, tout en accordant une attention particulière à l'année 2005.

En 2005, la tendance aux prix élevés et instables s'est poursuivie sur les marchés canadiens des produits énergétiques de base. Cette tendance a été accentuée par les ouragans Katrina et Rita, qui sont survenus à la fin d'août et en septembre et qui ont dévasté sur leur passage les collectivités, l'infrastructure et l'exploitation industrielle et énergétique de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis. Les violentes tempêtes ont entraîné une baisse de la production et du traitement du gaz et du pétrole, sans compter l'approvisionnement en électricité, dans la région du golfe du Mexique, ce qui a amplifié l'instabilité des prix des produits énergétiques.

Pour les Canadiens, les répercussions de la hausse des prix de l'énergie, qui sont établis en dollars américains dans le monde entier, ont été quelque peu contrebalancées par l'appréciation de 5 % qu'a connue le dollar canadien par rapport à la devise américaine en 2005.

Les prix élevés de l'énergie ayant cours à l'heure actuelle ont entraîné une hausse de la facture énergétique du consommateur et risquent de se traduire par une baisse de la demande d'énergie. À court terme, la réaction de la demande s'est révélée limitée. L'Office continue cependant d'assurer une surveillance des marchés énergétiques du Canada et de la réaction des consommateurs aux prix élevés.

Sous l'effet de la forte demande de pétrole dans le monde entier, du manque de capacité de réserve mondiale sur le plan de la production et des préoccupations liées à la sûreté de l'approvisionnement, les prix mondiaux du pétrole brut ont monté en flèche, pour un indice du brut de référence West Texas Intermediate (WTI) d'en moyenne 56 $US. Il s'agit d'une augmentation d'environ 36 % comparativement à 2004, année où l'indice WTI avait commencé l'année à 43,50 $US le baril, atteint un sommet d'environ 71 $US le baril à la fin d'août, avant de glisser à 60 $US à la fin de l'année.

La production canadienne de pétrole brut s'est révélée inconstante tout au long de 2005 : en baisse au cours des trois premiers trimestres, elle a toutefois connu une reprise au dernier trimestre. Dans l'ensemble, la production moyenne en 2005 affiche une baisse de 3 % par rapport à 2004.

En conséquence des prix élevés du gaz naturel, l'année 2005, avec grosso modo 20 000 puits de gaz forés, est la troisième consécutive à établir un record pour ce qui est du forage gazier au Canada. L'accroissement du nombre de puits forés a fait en sorte que la production canadienne de gaz naturel augmente légèrement en 2005 et

ce, malgré que la production de gaz classique soit demeurée relativement stable. C'est grâce à la contribution, modeste mais croissante, du gaz naturel tiré du charbon (GNC) que l'offre a pu être augmentée. La production de gaz classique dans l'Ouest du Canada compte pour plus ou moins 96 % de la production annuelle du pays et le GNC, pour près de 2 %. Les 2 % restants ont été comblés par l'ajout d'un cinquième champ au projet de l'île de Sable, lequel a contribué au maintien de la production au large de la côte Est.

La hausse des prix du brut, le temps chaud pendant la saison estivale qui a fait augmenter la consommation de gaz pour la production d'électricité et l'interruption de l'approvisionnement en raison des ouragans dans le golfe du Mexique ont fait en sorte qu'en 2005, les prix du gaz naturel ont tourné autour de 8,40 $US/MBTU à la grandeur de l'Amérique du Nord, soit une augmentation d'environ 50 % comparativement à 2004.

La croissance rapide que connaît l'industrie de l'électricité éolienne constitue l'un des principaux faits nouveaux sur les marchés canadiens de l'électricité. Même si l'énergie éolienne ne représente actuellement que moins de 1 % de la capacité de production canadienne (840 MW), on s'attend à un accroissement rapide au cours des prochaines années. En effet, un nombre record d'éoliennes ont été installées en 2005, pour plus de 350 MW comparativement à 120 MW en 2004. Il faut dire que l'énergie éolienne suscite de plus en plus d'intérêt du fait des prix élevés de l'énergie, du programme fédéral d'*Encouragement à la production d'énergie éolienne* et des appels lancés par plusieurs gouvernements provinciaux pour la production d'électricité verte et renouvelable. C'est en Alberta, au Québec, en Ontario, au Manitoba et en Saskatchewan que le plus d'efforts ont été déployés envers la production d'énergie éolienne. Aussi l'Office a-t-il entrepris d'effectuer une étude, qui sera publiée en 2006, sur les technologies émergentes dans le domaine de la production d'électricité.

En 2005, la production d'électricité a connu une légère hausse par rapport à 2004. Elle s'est accrue de 1,8 % grâce à l'amélioration des conditions hydriques. La hausse de prix des combustibles a fait diminuer la production d'énergie thermique de 2 %, tandis que la production au nucléaire a augmenté de moins de 1 %. Pour ce qui est de la demande, le marché intérieur est resté relativement stable, alors que les exportations ont progressé de 30 % en raison d'un accroissement de la capacité hydroélectrique.

L'ÉNERGIE ET L'ÉCONOMIE CANADIENNE

En 2005, le secteur énergétique représentait près de 6 % du produit intérieur brut (PIB) du Canada et employait un peu plus de 330 000 personnes, soit quelque 1,9 % de la population active canadienne. Selon les estimations, les revenus tirés des exportations d'énergie en 2005 se sont établis à approximativement 80 milliards de dollars et comptaient pour 19 % de toutes les exportations canadiennes. Il s'agit là d'une augmentation de 15 % comparativement à 2004. En 2005, les fluctuations de volume au titre des exportations d'énergie ont varié en fonction du produit : les exportations de pétrole brut ont enregistré un recul de 4 %; celles de charbon et de produits du charbon, une hausse de 31 %; celles de produits raffinés légers et de gaz naturel, une baisse d'environ 1 %, et enfin, celles d'électricité, une progression de 30 %. En 2005, les exportations canadiennes d'énergie ont généré un revenu net (les exportations d'énergie moins les importations d'énergie) de 46,0 milliards de dollars, une hausse par rapport au chiffre de 38,6 milliards de dollars enregistré en 2004 (figure 4). La hausse est en grande partie attribuable à l'augmentation des revenus d'exportation.

La production totale d'énergie au Canada (tableau 1) est demeurée stable en 2005, alors qu'elle s'était appréciée de 3,1 % en 2004. Pendant la période s'étalant de 2001 à 2005, la production énergétique du Canada a augmenté d'en moyenne 1 % par année.

TABLEAU 1 : PRODUCTION D'ÉNERGIE AU CANADA SELON LA SOURCE (EN PÉTAJOULES)

	2001	2002	2003	2004	2005[a]
Pétrole[b]	5 717	6 049	6 365	6 517	6 305
Gaz naturel	6 667	6 660	6 462	6 524	6 592
Hydroélectricité	1 182	1 245	1 198	1 207	1 299
Énergie nucléaire	837	824	817	986	993
Charbon	1 533	1 430	1 326	1 432	1 443
Énergies renouvelables et autres[c]	588	631	633	657	681
Total	**16 524**	**16 839**	**16 801**	**17 323**	**17 313**

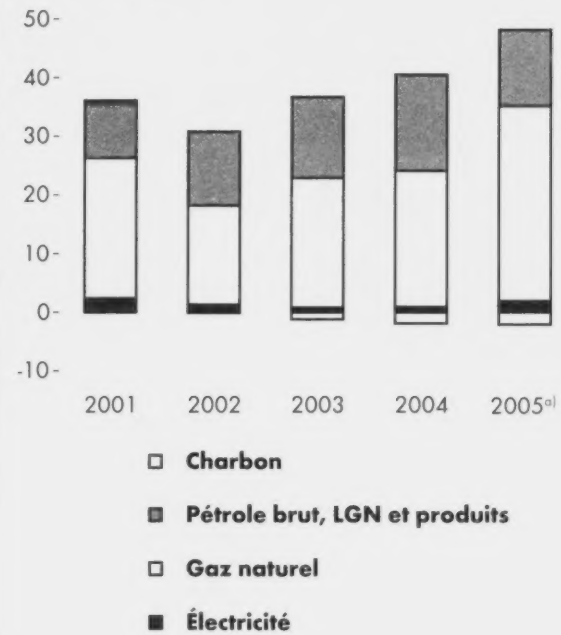
a) Estimations

b) Pétrole brut et liquides de gaz naturel (LGN) extraits aux usines de gaz

c) Vapeur, déchets de bois solides, lessive de pâte épuisée et bois de chauffage (annuel)

Sources : Statistique Canada, ONÉ

FIGURE 4 : REVENUS NETS TIRÉS DES EXPORTATIONS DE PRODUITS ÉNERGÉTIQUES (EN GSCAN)



a) Estimations

Le pétrole et le gaz naturel représentaient respectivement 36 % et 38 % de l'ensemble de la production énergétique en 2005. La production d'hydroélectricité, qui comptait pour 8 % du total, a connu l'augmentation la plus marquée de l'année, en raison d'un renflouement des réserves hydriques. La tendance à la baisse qui caractérisait la production de charbon a pris fin en 2004. En effet, la production a augmenté en 2005 du fait de la forte demande de charbon en Chine et des nouvelles mines mises en production vers la fin de l'année. La production des sources d'énergie « renouvelables et autres » a progressé de presque 4 % comparativement à 2004, ce qui s'explique en partie par un accroissement de l'énergie éolienne mise en service dans plusieurs régions. Quant à la production d'énergie nucléaire, elle a légèrement augmenté.

D'après les estimations préliminaires, la consommation d'énergie au Canada aurait connu une croissance de 2,4 % en 2005. Durant la période de 2001 à 2005, elle s'est accrue d'en moyenne 2,3 % par année, comparativement au taux d'augmentation moyen sur cinq ans du PIB réel de 2,9 % par année. Un tel résultat laisse entendre une légère amélioration de l'intensité énergétique de l'économie au cours des cinq dernières années (tableau 2).

TABLEAU 2 : CONSOMMATION D'ÉNERGIE AU CANADA[a] (EN PÉTAJOULES)

	2001	2002	2003	2004	2005[b]
Chauffage des bâtiments	1 885	1 970	2 065	2 032	2 074
Transports	2 240	2 250	2 242	2 346	2 383
Autres utilisations[c]	3 050	3 164	3 298	3 312	3 391
Utilisation à des fins non énergétiques[d]	863	894	903	1 018	1 075
Production d'électricité[e]	1 841	1 911	1 850	2 029	2 068
Total	**9 879**	**10 189**	**10 358**	**10 737**	**10 991**

a) Comprend l'énergie importée

b) Estimations

c) Climatisation et ventilation ainsi que diverses applications industrielles

d) Charges d'alimentation de l'industrie pétrochimique, anodes/cathodes, lubrifiants, etc.

e) Consommation et pertes des producteurs, de même que les besoins de conversion au titre de l'énergie nucléaire

Sources : Statistique Canada, ONÉ

ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES AMONT

Les prix élevés du pétrole et du gaz naturel ont mené les activités amont vers de nouveaux sommets en 2005. À preuve, le nombre de puits de pétrole et de gaz forés s'est établi à plus de 25 000, une augmentation de 12 % par rapport à 2004, qui était une année record (figure 5). Les activités pétrolières et gazières ont augmenté en 2005, la répartition étant essentiellement la même que l'année précédente, soit 80 % pour le gaz et 20 % pour le pétrole (sables bitumineux compris). La hausse a été réalisée malgré les conditions humides et les inondations dans certaines régions de l'Ouest du Canada, qui ont quelque peu ralenti l'activité au cours des six premiers mois de l'année. La deuxième moitié de l'année a toutefois plus que compensé les retards liés au temps. En effet, le nombre d'appareils de forage actifs s'est révélé beaucoup plus élevé qu'au cours de toute autre période non hivernale. La concurrence pour les droits fonciers, les appareils de forage, les services, le matériel et la main-d'œuvre sont autant de facteurs qui ont exercé une pression à la hausse sur les coûts de forage en 2005. Dans l'ensemble cependant, l'augmentation des prix du pétrole brut et du gaz l'a emporté sur la hausse des coûts.

En 2005, l'Ouest du Canada comptait 488 appareils actifs en moyenne par mois, ce qui constitue une hausse de 18 % par rapport à 2004. Cette hausse s'explique par le fait que plus d'appareils ont été ajoutés au parc en 2005 qu'au cours des années précédentes, afin de répondre à la grande demande. Pour s'assurer de disposer de l'équipement nécessaire, plusieurs entreprises ont même loué des appareils de forage pour des périodes prolongées d'un an ou plus. Malgré tout, un défi demeure pour la croissance de l'industrie : la disponibilité, en nombre suffisant, de personnel qualifié pour exploiter le nombre croissant d'appareils, repérer de nouvelles zones d'intérêt et mener à bien les forages. Le nord-est de la Colombie-Britannique, ainsi que les piémonts et le centre-sud de l'Alberta ont continué de connaître le plus d'activité. Ces régions ont affiché une hausse importante de la production de GNC. Par ailleurs, le Manitoba est en passe de connaître sa meilleure année, en termes d'activité, depuis plus de 50 ans.

FIGURE 5 : NOMBRE DE PUITS FORÉS

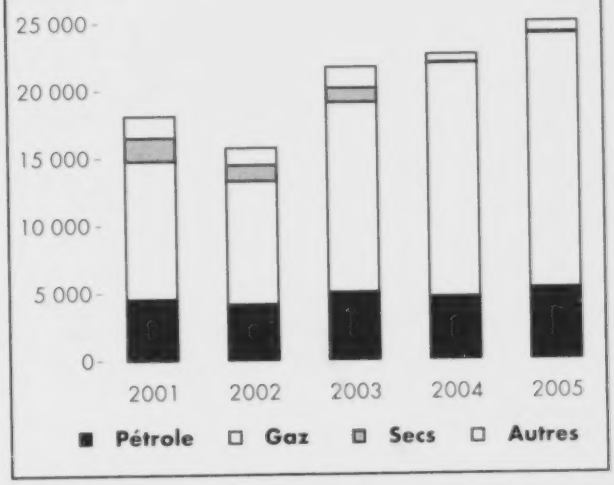
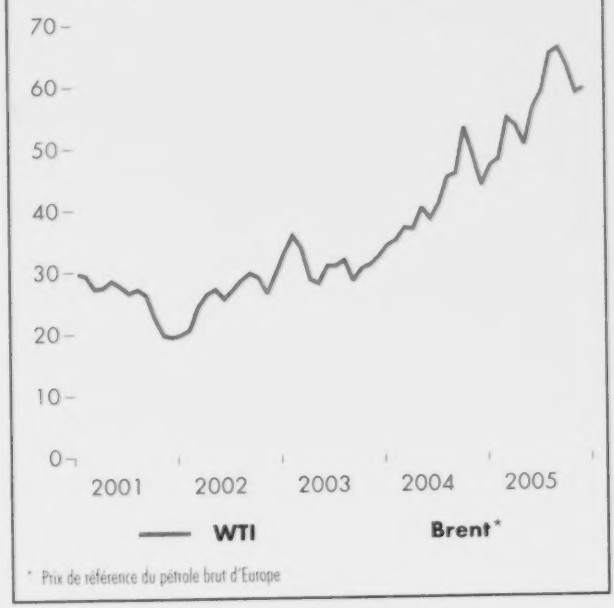


FIGURE 6 : PRIX DES PÉTROLES BRUTS DE RÉFÉRENCE WTI ET BRENT (EN $US/BARIL)



* Prix de référence du pétrole brut d'Europe

La concurrence pour les droits fonciers s'est accrue en 2005, produisant des revenus de 2,3 milliards de dollars encaissés au titre des primes à la vente de terres dans les provinces de l'Ouest, soit 60 % de plus qu'en

2004. Le prix moyen à l'hectare est passé de 312 $ en 2004 à 571 $ en 2005. Les ventes record effectuées en Colombie-Britannique expliquent en partie la hausse. Au chapitre des ventes de terres, la Saskatchewan a enregistré une hausse de 80 % par rapport à 2004. En Alberta, les régions où l'on trouve du GNC et des sables bitumineux suscitent un vif intérêt, particulièrement les piémonts et le sud-est de la province où cet intérêt est continu. En 2005, l'appel de soumissions visant des droits d'exploration au large de Terre-Neuve a généré, pour cinq parcelles, un engagement total de plus de 71 millions de dollars échelonnés sur les cinq prochaines années, comparativement à 673 millions de dollars pour huit parcelles en 2004. L'industrie continue d'évaluer les parcelles acquises par le passé au large de la Nouvelle-Écosse, même si aucun nouvel engagement n'a été conclu en 2005.

Dans l'Ouest canadien, l'activité liée aux relevés sismiques a poursuivi son déclin, le nombre d'équipes au travail ayant baissé de 2 % en 2005. Le niveau d'activité reste inférieur à la moyenne des cinq dernières années et montre que l'accent est plutôt mis sur l'exploration et la mise en valeur des zones déjà soumises à des relevés sismiques. En 2005, les travaux sismiques se sont concentrés dans le sud-ouest et les piémonts de l'Alberta, de même que dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Dans l'Est du pays, 24 équipes étaient actives en 2005, une augmentation de 50 % par rapport à l'année précédente et l'équivalent de 2 % des travaux sismiques au Canada pendant l'année.

Les dépenses en immobilisations de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz se sont élevées à 39,1 milliards de dollars en 2005, un bond de 18 % par rapport à 2004. Les dépenses en immobilisations engagées dans des projets liés aux sables bitumineux ont augmenté de 8 % en 2005 et ont compté pour 17 % des dépenses en immobilisations de l'ensemble de l'industrie.

PÉTROLE BRUT ET LIQUIDES DE GAZ NATUREL

Marchés internationaux

Les prix mondiaux du pétrole brut ont été très élevés en 2005, sous l'effet de l'équilibre précaire à l'échelle mondiale entre l'offre et la demande, ce qui témoigne d'une augmentation importante de la demande et d'une capacité de réserve limitée pour le raffinage et la production. Les événements météorologiques ont contribué à rendre cet équilibre encore plus précaire. L'indice WTI a commencé l'année à environ 43 $US le baril et a atteint en mars une moyenne de plus de 54 $US le baril. Les prix ont continué à grimper pour s'établir, en août, à une moyenne de 65 $US le baril, reflet des pertes de volume causées par l'ouragan Katrina. Ce n'est toutefois que le 30 août que le sommet de l'année a été atteint : 70,85 $US le baril. Les prix ont alors amorcé une baisse à la suite des annonces à l'effet que l'Agence internationale de l'énergie mettrait en circulation des réserves d'urgence de ses pays membres et que les États-Unis offriraient de vendre du pétrole brut tiré de ses réserves stratégiques. L'indice WTI a terminé l'année à 60 $US le baril. En 2005, le prix moyen s'est donc élevé à 56 $US le baril, soit une augmentation de 15 $US le baril ou de 36 % comparativement à 2004. La figure 6 illustre le prix des pétroles bruts de référence WTI et Brent de 2001 à 2005.

L'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) s'est réunie à cinq reprises en 2005, afin d'évaluer l'offre et la demande mondiales et d'établir ses contingents de production. En janvier, l'OPEP a décidé de ne modifier ni son contingent existant de 27 millions de barils par jour ni sa fourchette cible de prix concernant sa gamme de sept pétroles bruts. À sa réunion de mars, l'OPEP a relevé le contingent de 0,5 million de barils par jour, pour l'établir à 27,5 millions de barils par jour. Elle a également décidé de modifier la composition de sa gamme de pétroles bruts de manière à ce qu'elle en comprenne dorénavant 11, représentant les principaux types de brut exportés par les pays membres. En juin, l'OPEP a encore une fois décidé d'augmenter le contingent de 0,5 million de barils par jour, pour le porter à 28 millions de barils par jour à compter du 1er juillet 2005. À sa réunion de septembre, l'OPEP n'a pas modifié son contingent, mais a annoncé qu'elle mettrait à la disposition du marché sa capacité de réserve estimée, s'il y avait des acheteurs. En décembre, à sa dernière réunion de l'année, l'OPEP n'a pas modifié son contingent et a annoncé que son offre visant à mettre sa capacité de réserve de 2 millions de barils par jour à la disposition du marché ne se prolongerait pas au-delà du 31 décembre 2005.

Production de pétrole et remplacement des réserves au Canada

En 2005, la production de pétrole brut et d'équivalents s'est établie, en moyenne, à 391 900 mètres cubes par jour (m^3/j), une baisse d'environ 3 % par rapport à 2004. Cette baisse reflète le déclin de la production de pétrole classique dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), ainsi que les problèmes opérationnels liés aux divers projets d'extraction et de valorisation des sables bitumineux et au gisement Terra Nova, situé au large de Terre-Neuve-et-Labrador (tableau 3).

La production au large de Terre-Neuve-et-Labrador a connu une baisse de 4 %, pour s'établir à 48 400 m^3/j, ce qui indique un épuisement naturel des champs Hibernia et Terra Nova, de même que plusieurs problèmes opérationnels à court terme au gisement Terra Nova. Dans l'Ouest canadien, l'offre de pétrole brut et d'équivalents a décliné de 3 % en 2005, tandis que la production de pétrole brut léger classique a chuté de 6 %, ce qui confirme l'épuisement naturel des gisements de pétrole léger dans le BSOC. La production de brut lourd classique a diminué de 2 %, diminution s'inscrivant dans la très légère tendance à la baisse qui s'est amorcée après la pointe de production connue en 2001.

Malgré une baisse de la production totale comparativement à 2004, les niveaux de production enregistrés au quatrième trimestre de 2005 sont solides, ce qui signale une reprise de production des installations d'extraction à ciel ouvert et de valorisation intégrées des sables bitumineux en Alberta et le début de la production du champ White Rose, au large de Terre-Neuve-et-Labrador. Selon toute attente, ces nouveaux projets feront grossir la production canadienne de brut d'environ 10 % par rapport à 2005.

Bien que les réserves établies restantes diminuent chaque année des suites des activités de production, les nouvelles découvertes, l'extension des gisements existants et la révision des réserves estimatives contenues dans les gisements existants apportent habituellement des additions aux réserves. De 2000 à 2004, sur une base cumulative, les additions aux réserves établies de brut lourd et brut léger classiques ont remplacé la production dans une proportion de 80 % (tableau 4).

TABLEAU 3 : PRODUCTION CANADIENNE DE PÉTROLE BRUT ET DE LIQUIDES DE GAZ NATUREL (EN MILLIERS DE MÈTRES CUBES PAR JOUR)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005[a]
Léger classique (Est)	23,6	24,3	46,0	54,1	50,5	48,4
Léger classique (Ouest)	108,3	103,9	96,0	92,1	87,6	82,5
Synthétique (bitume valorisé)	50,1	54,7	69,1	82,7	95,2	81,8
Pentanes plus	27,3	25,8	25,2	25,8	25,7	24,9
Total - pétrole léger	**209,3**	**208,7**	**236,3**	**254,7**	**259,0**	**237,6**
Lourd classique	89,0	90,9	88,0	86,7	86,5	84,7
Bitume non valorisé	44,4	47,7	47,4	55,2	61,5	69,6
Total - pétrole lourd	**133,4**	**138,6**	**135,4**	**141,9**	**148,0**	**154,3**
Total - pétrole brut et équivalents	**342,7**	**347,3**	**371,7**	**396,6**	**407,0**	**391,9**
Liquides de gaz naturel	99,8	92,9	95,6	94,4	96,3	94,2

a) Estimations

TABLEAU 4 : RÉSERVES, ADDITIONS ET PRODUCTION DE BRUT CLASSIQUE DE 2000 À 2004 (EN MILLIONS DE MÈTRES CUBES)

	2000	2001	2002	2003	2004	Total
Additions[a]	78,8	35	88,1	60,8	66,9	329,6
Production	79,1	84	81	85,6	82,7	412,4
Réserves restantes totales	700	680	690	663	640	
Total en millions de barils	**4 405**	**4 279**	**4 342**	**4 172**	**4 027**	

a) Ajout des réserves de White Rose en 2002

À la fin de 2004 (dernière année complète pour laquelle des données sont disponibles), l'ONÉ estimait les réserves restantes de pétrole brut classique et de bitume brut du Canada à 28,3 Gm^3, une baisse de 0,5 % comparativement à 2003 (tableau 5). Le volume estimatif des réserves établies restantes de pétrole brut classique au Canada a diminué de 3 %, pour s'établir à 639,9 Mm^3 en 2004. Les réserves établies restantes de bitume brut ont également baissé quelque peu pour se chiffrer à 27,7 Gm^3, baisse qui découle de la production de bitume en 2005.

TABLEAU 5 : RÉSERVES ÉTABLIES ESTIMATIVES DE PÉTROLE BRUT ET DE BITUME AU 31 DÉCEMBRE 2004 (EN MILLIONS DE MÈTRES CUBES)

Pétrole brut classique	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique[a]	126,0	21,9
Alberta[b]	2 665,0	249,3
Saskatchewan[c]	858,7	187,8
Manitoba[d]	40,5	4,3
Ontario[e]	14,7	2,0
T.N.-O. (Nunavut) et Yukon		
Archipel de l'Arctique et région extracôtière de l'Est de l'Arctique[d]	0,5	0,0
Partie continentale des Territoires - Norman Wells	53,3	16,8
Nouvelle-Écosse[d] - Cohasset et Panuke	7,0	0,0
Terre-Neuve-et-Labrador[d] - Hibernia, Terra Nova et White Rose	239.0	157,8
Total	**4 004,7**	**639,9**
Total en millions de barils	**25 201,2**	**4 026,8**
Bitume brut		
Sables bitumineux - brut valorisé[a]	5 590	5 090
Sables bitumineux - bitume[a]	22 802	22 570
Total	**28 392**	**27 660**
Total en millions de barils	**178 668**	**174 062**
Total - pétrole classique et bitume	**32 397**	**28 300**
Total en millions de barils	**203 869**	**178 088**

Sources

a) Base de données commune du ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et de l'ONÉ

b) Base de données commune de l'Alberta Energy and Utilities Board et de l'ONÉ

c) Document *Reservoir Annual* de 2003 du gouvernement de la Saskatchewan

d) Organismes provinciaux et offices d'hydrocarbures extracôtiers

e) Association canadienne des producteurs pétroliers

f) Bent Horn abandonné en 1996

g) Rapport *Reserves and Supply Outlook* de l'Alberta Energy and Utilities Board

Nota : Il se peut que les totaux ne soient pas justes en raison de l'arrondissement des chiffres.

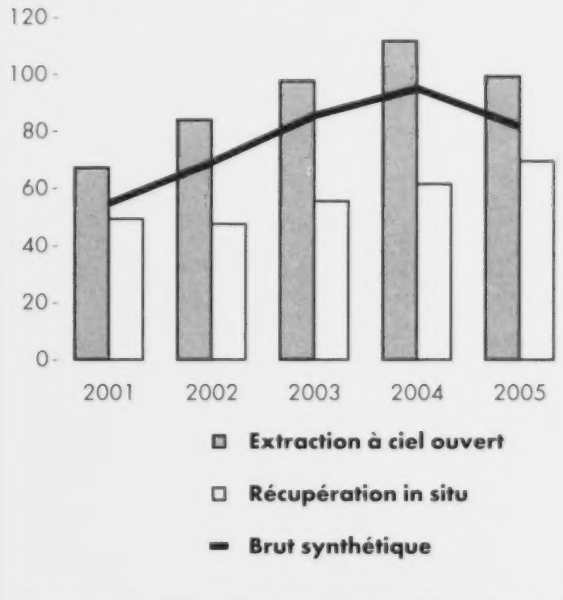
Sables bitumineux

L'existence et l'importance des immenses réserves de bitume brut du Canada, dans le contexte de l'offre mondiale de pétrole, ont continué d'attirer l'attention des multinationales, des producteurs intégrés et des sociétés pétrolières du Canada qui veulent participer à la mise en valeur des sables bitumineux.

En 2005, la production de bitume au moyen d'activités d'extraction à ciel ouvert et de récupération in situ a totalisé 169 100 m^3/j, une baisse de 2 % par rapport à 2004, tandis que la production de bitume in situ s'est accrue de 13 %, pour s'établir à 69 600 m^3/j. Les activités d'extraction à ciel ouvert ont pour leur part baissé de 11 % pour se chiffrer à 99 500 m^3/j, tout comme la production de bitume valorisé a chuté de 14 % pour se situer à 81 800 m^3/j (figure 7).

Les arrêts d'exploitation imprévus aux trois plus importantes installations d'extraction à ciel ouvert et de valorisation

FIGURE 7 : PRODUCTION DE BITUME BRUT DE 2001 À 2005 (EN MILLIERS DE MÈTRES CUBES PAR JOUR)



se sont traduits par une baisse de la production et une production réduite de produits valorisés. À l'installation de valorisation Scotford, exploitée par Shell Canada Limitée, l'un des deux trains de production a dû être arrêté pour réparation, d'octobre 2004 à janvier 2005 inclusivement. Le même train a dû être arrêté une autre fois à la mi-mars. Suncor Energy a pour sa part subi des dommages causés par un incendie au début de janvier. La production s'en est trouvée réduite de moitié jusqu'à la fin des réparations, à la mi-septembre. En octobre, Suncor a mis la dernière main à une expansion qui a permis de faire passer la capacité de production des sables bitumineux de 35 700 m^3/j à 41 300 m^3/j. Syncrude Canada Ltd. a quant à elle vu sa production baisser d'environ 10 % par rapport aux volumes prévus, en raison de réparations et de travaux d'entretien.

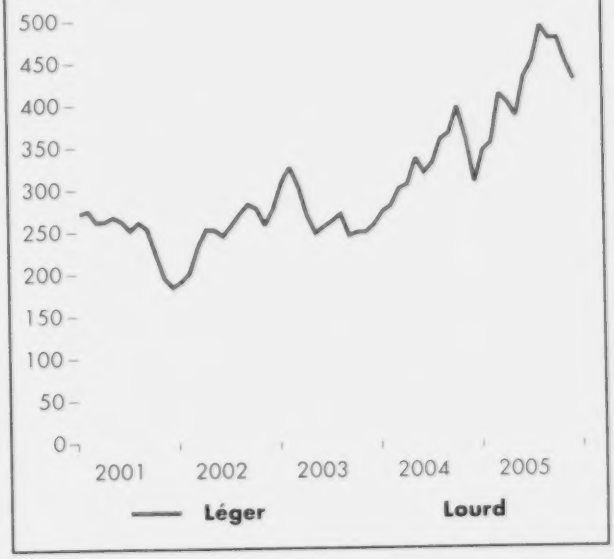
En 2005, les prix élevés du pétrole dans le monde entier et les perspectives de prix élevés soutenus à l'avenir ont dirigé beaucoup d'attention sur les sables bitumineux et donné lieu à de nombreux plans d'investissement et de mise en valeur des sables bitumineux. La question de savoir si tous ces plans se réaliseront complètement dépend en grande partie de la capacité de l'industrie de construire les installations nécessaires et de la durabilité des rendements économiques intéressants tirés de la production et de la valorisation du bitume.

Exportations et importations de pétrole brut

Le total des exportations de pétrole brut, y compris les pentanes plus et le bitume valorisé (brut synthétique), est estimé à 249 730 m^3/j, une baisse de 9 870 m^3/j ou de 4 % par rapport à 2004. En 2005, le pétrole brut léger et les équivalents ont constitué 32 % des exportations et le brut lourd mélangé, 68 %.

Les prix sont demeurés élevés tout au long de 2005 : la valeur estimative des exportations de brut s'est chiffrée à 30,1 milliards de dollars comparativement à 26,4 milliards de dollars en 2004. En 2005 toujours, le prix moyen estimatif à l'exportation du brut léger et du brut lourd s'est élevé à 68 $ et 38 $ le baril (426 $ et 286 $ le mètre cube) respectivement, contre 52 $ et 40 $ le baril (328 $ et 249 $ le mètre cube) en 2004 (figure 8).

FIGURE 8 : PRIX À L'EXPORTATION DU BRUT LÉGER ET DU BRUT LOURD (EN $/$M^3$)



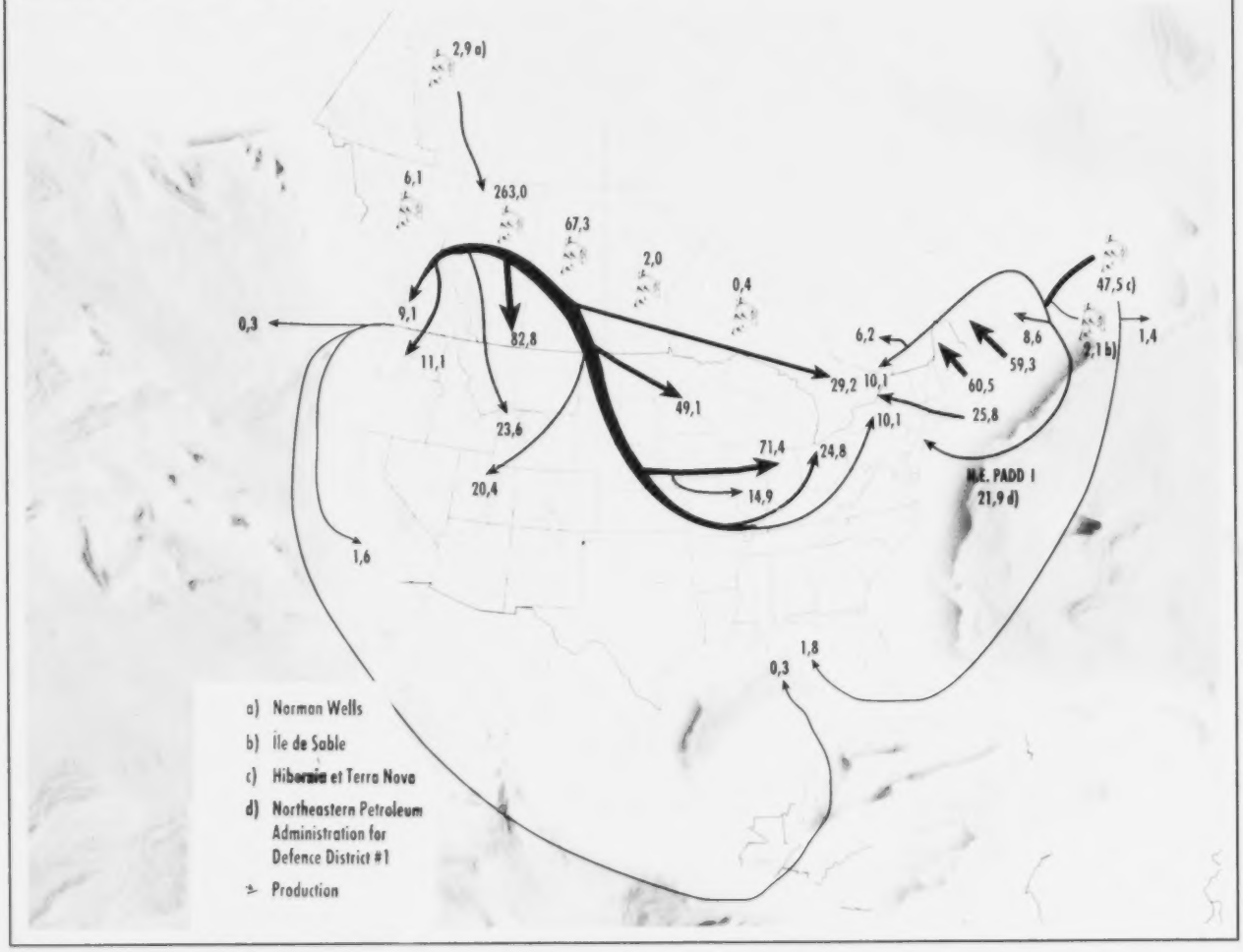
L'écart entre les prix du brut léger et ceux du brut lourd s'est élargi en 2005 et s'est situé, en moyenne, à 26 $ le baril (163 $ le mètre cube) comparativement à 16 $ le baril (101 $ le mètre cube) en 2004 (figure 8). Bien que l'écart se soit quelque peu atténué pendant l'été en raison de l'asphaltage, il s'est accentué à nouveau dès septembre. Les ouragans ayant dévasté la côte du golfe du Mexique ont contribué au maintien d'un écart notable, car d'importants volumes de pétrole se sont trouvés en quelque sorte bloqués sur le marché, à cause de la perte de la capacité de raffinage le long de la côte du golfe du Mexique. Les prix du brut léger non corrosif ont continué de se raffermir tout au long de l'année, à la lumière de la forte demande de produits raffinés légers et de la capacité de raffinage limitée en Amérique du Nord. C'est en octobre que les prix ont commencé à baisser, après que l'Agence internationale de l'énergie ait mis en circulation ses stocks de pétrole d'urgence et que les États-Unis aient puisé dans leurs réserves stratégiques.

En 2005, le Canada a conservé son rang de principal exportateur de pétrole brut vers les États-Unis, devant le Mexique et l'Arabie saoudite. Pendant la majeure partie de l'année, la forte demande de diesel, d'essence et de

carburéacteur s'est traduite par l'exploitation des raffineries nord-américaines à plus de 95 % de leur capacité. Le Midwest des États-Unis est le plus important marché de pétrole brut de l'Ouest canadien. Les centres de raffinage de Chicago (Illinois), Twin Cities (Minnesota) et Toledo (Ohio) ont pris 53 % de la totalité du pétrole exporté du Canada (figure 9) en 2005. En décembre, le marché disponible s'est étendu à la côte américaine du golfe du Mexique, grâce à l'inversion vers le sud de l'écoulement du pipeline de Mobil, depuis Patoka (Illinois). Le pétrole brut du Canada est acheminé à ce pipeline par l'entremise du pipeline Lakehead d'Enbridge, à Lockport (Illinois), puis du pipeline Mustang à Patoka.

En ce qui concerne la production de la zone extracôtière de l'Est du pays, le principal marché d'exportation est celui de la côte Est des États-Unis. En 2005, les exportations de pétrole brut des zones extracôtières se sont réparties comme suit : 93 % au Petroleum Administration for Defense District I (PADD I), 1 % à la côte américaine

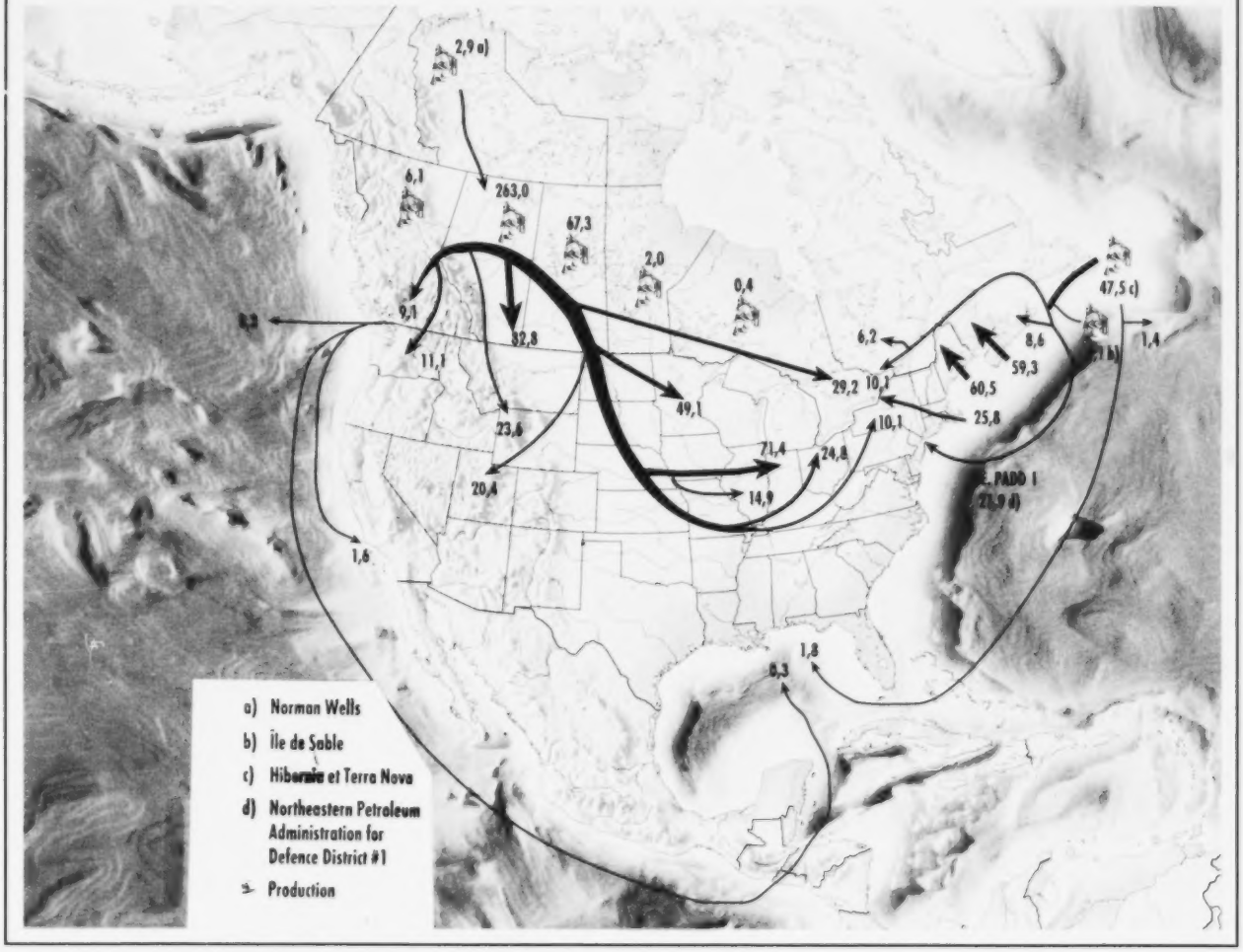
FIGURE 9 : OFFRE ET UTILISATION DE PÉTROLE BRUT ET D'ÉQUIVALENTS EN 2005 (EN MILLIERS DE MÈTRES CUBES PAR JOUR)



carburéacteur s'est traduite par l'exploitation des raffineries nord-américaines à plus de 95 % de leur capacité. Le Midwest des États-Unis est le plus important marché de pétrole brut de l'Ouest canadien. Les centres de raffinage de Chicago (Illinois), Twin Cities (Minnesota) et Toledo (Ohio) ont pris 53 % de la totalité du pétrole exporté du Canada (figure 9) en 2005. En décembre, le marché disponible s'est étendu à la côte américaine du golfe du Mexique, grâce à l'inversion vers le sud de l'écoulement du pipeline de Mobil, depuis Patoka (Illinois). Le pétrole brut du Canada est acheminé à ce pipeline par l'entremise du pipeline Lakehead d'Enbridge, à Lockport (Illinois), puis du pipeline Mustang à Patoka.

En ce qui concerne la production de la zone extracôtière de l'Est du pays, le principal marché d'exportation est celui de la côte Est des États-Unis. En 2005, les exportations de pétrole brut des zones extracôtières se sont réparties comme suit : 93 % au Petroleum Administration for Defense District I (PADD I), 1 % à la côte américaine

FIGURE 9 : OFFRE ET UTILISATION DE PÉTROLE BRUT ET D'ÉQUIVALENTS EN 2005 (EN MILLIERS DE MÈTRES CUBES PAR JOUR)



du golfe du Mexique et 6 % à d'autres pays. En 2005, le Canada a importé 143 500 m^3/j de pétrole brut, ce qui représente 50 % des besoins en charge d'alimentation des raffineries canadiennes. Dans la région de l'Atlantique et au Québec, les importations et du brut produit au large de la côte Est ont permis de combler la demande. Les raffineries de l'Ontario ont obtenu environ 40 % de leur charge d'alimentation de sources étrangères, la moitié de cette proportion provenant du Royaume-Uni et de la Norvège. Le Canada est un exportateur net de pétrole brut.

Raffinage du pétrole

Au Canada, la capacité de raffinage s'est située à 319 600 m^3/j en 2005, soit une baisse de 3 % par rapport à 2004, du fait de la fermeture de la raffinerie de Petro-Canada située à Oakville, en Ontario. Cette perte de capacité a toutefois été contrebalancée par l'expansion de la capacité au Québec.

Dans les raffineries, la production des principaux produits pétroliers a elle aussi connu une légère baisse pour atteindre 286 000 m^3/j. En 2005, la demande de ces produits pétroliers au Canada a augmenté pour s'établir en moyenne à 225 730 m^3/j. Les arrivages de pétrole brut canadien ont atteint une moyenne de 145 300 m^3/j et ont reflété la diminution de la capacité de raffinage. Au Canada, les stocks commerciaux de produits pétroliers étaient légèrement plus élevés à la fin de l'année qu'au terme de l'année précédente.

Exportations et importations des principaux produits pétroliers

Le Canada est, comme par le passé, un exportateur net des principaux produits pétroliers, notamment les distillats moyens (mazout de chauffage, diesel, kérosène et carburéacteur), le mazout lourd et l'essence. Le volume des principaux produits pétroliers et du pétrole partiellement traité qui ont été exportés en 2005 est estimé à 55 800 m^3/j, soit une baisse de moins de 7 % comparativement à 2004. La diminution de la production se traduit habituellement par une réduction de l'offre aux marchés d'exportation.

Les revenus tirés des exportations des principaux produits pétroliers, dont le pétrole partiellement traité, sont estimés à 6,2 milliards de dollars pour 2005, en hausse par rapport au résultat de 5,8 milliards de dollars affiché en 2004. C'est la forte demande d'essence et de diesel en Amérique du Nord, combinée au fait que les raffineries ont tourné à plein rendement, qui a alimenté les prix élevés au deuxième trimestre de 2005. Les répercussions des ouragans Katrina et Rita ont exacerbé la situation de la capacité de raffinage, car elles ont entraîné la fermeture de nombreuses raffineries le long de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis, ce qui s'est traduit par une flambée des prix de l'essence, du diesel et du carburéacteur qui ont atteint des sommets inégalés en août et en septembre.

Les États-Unis sont demeurés le plus important acheteur de produits pétroliers canadiens, et ont reçu environ 96 % de l'ensemble des exportations. Des produits ont aussi été exportés en Europe, en Afrique et à quelques endroits dans les Caraïbes. La côte Est des États-Unis a de nouveau constitué le plus grand marché, suivie de la côte Ouest et du Midwest.

Les importations de principaux produits pétroliers en 2005 sont estimées à 27 100 m^3/j, soit une augmentation de 13 % comparativement à 2004.

Liquides de gaz naturel (exception faite des pentanes plus)

Les liquides de gaz naturel (LGN) désignent l'ensemble des hydrocarbures liquides extraits du flux de gaz naturel. D'abord extraits sous forme de mélange d'hydrocarbures, ils peuvent par la suite être fractionnés ou séparés en produits de valeur aptes à la commercialisation, tels que l'éthane, le propane et les butanes. Du propane et des butanes sont également produits à partir du raffinage du pétrole brut et de procédés de valorisation. Ils sont désignés sous le nom de gaz de pétrole liquéfiés (GPL). Selon les estimations pour 2005, 88 % du propane et 68 % des butanes provenaient du gaz naturel.

En 2005, la production de propane et de butanes dans les raffineries a diminué comparativement à 2004, en raison de travaux d'entretien non prévus dans les usines d'extraction des sables bitumineux et de la fermeture d'une raffinerie. La production de propane en raffinerie a été estimée à 3 700 m^3/j, une baisse de 13 % par rapport à 2004,

tandis que la production de butane en raffinerie, estimée à 7 600 m^3/j, a connu une faible baisse de 1 %, du fait de la forte demande soutenue de diluant de pétrole lourd.

Les prix élevés des LGN, soutenus par les prix exceptionnellement vigoureux du pétrole brut, ont incité les producteurs à extraire des LGN en plus grande quantité pendant la majeure partie de 2005. Certaines usines canadiennes de traitement du gaz ont toutefois subi des dommages à la suite d'intempéries survenues vers la fin de juin. Des tempêtes ont en effet sévi dans le sud et le centre de l'Alberta, ce qui a causé la fermeture temporaire de certaines des usines de chevauchement d'Empress. Par ailleurs, en octobre, d'autres problèmes du côté des installations de décompression/recompression du pipeline Foothills ont entraîné la réduction des volumes de LGN extraits à Empress. Ces facteurs se sont surtout répercutés sur la production d'éthane et de propane. La production d'éthane a baissé d'environ 2 %, pour se fixer à 39 500 m^3/j, la production de propane dans les usines à gaz a diminué de 2 %, pour s'établir à 27 400 m^3/j, et la production de butanes dans les usines à gaz est demeurée relativement stable à 16 000 m^3/j.

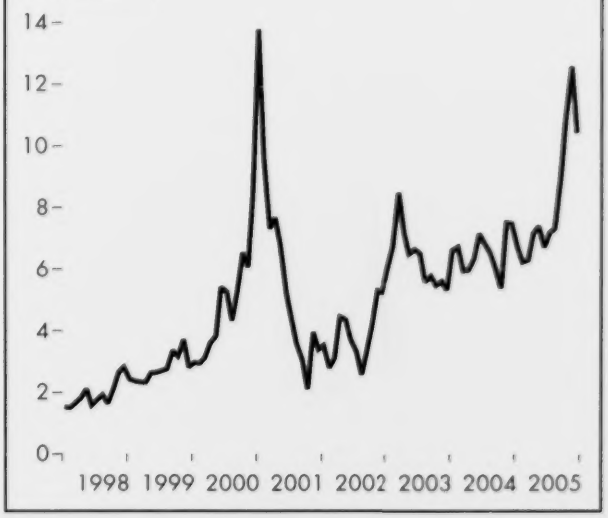
Le Midwest des États-Unis demeure le plus grand marché d'exportation de propane et de butanes du Canada, absorbant à lui seul près de 60 % de tous les volumes exportés. Les ouragans Katrina et Rita ont causé des dommages importants à l'industrie du traitement du gaz le long de la côte américaine du golfe du Mexique, ainsi qu'aux raffineries et installations de production de gaz naturel. Par conséquent, le Canada a exporté des volumes exceptionnellement élevés de propane aux États-Unis vers la fin de l'année, afin de compléter l'approvisionnement des États-Unis. Dans l'ensemble, toutefois, les exportations de propane ont baissé de 14 % en 2005 par rapport à l'année précédente, pour se situer à 20 600 m^3/j, tout comme les exportations de butanes, qui ont reculé de 12 % pour s'établir à 4 400 m^3/j.

Les prix élevés du propane ont contrebalancé la baisse du volume exporté. Ainsi, les revenus tirés des exportations en 2005 sont-ils estimés à 2,1 milliards de dollars, soit 3 % de moins qu'en 2004. Les prix élevés des butanes, combinés au volume stable des exportations, ont fait progresser les revenus tirés des exportations en 2005 à 562 millions de dollars, un résultat supérieur de 4 % à celui de l'année précédente.

Gaz naturel

Malgré un hiver plus doux que de coutume en 2004-2005, les prix du gaz en Amérique du Nord ont poursuivi leur ascension tout au long de l'année, en raison de l'accroissement quasiment nul de la production, de la hausse des prix du brut et de la chaleur estivale dans certaines régions clés qui a entraîné une utilisation accrue du gaz pour produire de l'électricité (figure 10). L'événement le plus important à se produire sur le marché en 2005 a été l'interruption de la production gazière aux États-Unis, dans le golfe et le long de la côte du golfe du Mexique, en raison d'une saison d'ouragans hyperactive. Au Canada, les volumes croissants de gaz exigés aux fins des projets d'exploitation des sables bitumineux ont compensé la demande réduite découlant des prix élevés du gaz dans d'autres secteurs industriels. Parce que l'offre et la demande étaient relativement stables au Canada, les exportations nettes de gaz vers les États-Unis ont légèrement augmenté.

FIGURE 10 : PRIX DU GAZ NATUREL AECO-C EN ALBERTA (EN $/GIGAJOULE)



Production de gaz naturel

Exception faite du champ gazier de Ladyfern (Colombie-Britannique), qui n'a pas fait long feu, et de l'ajout de la production au large de la côte Est, la production canadienne de gaz naturel demeure relativement stable depuis 1999. Dans l'ouest du pays, la production se maintient grâce au forage de nouveaux puits afin de contrer l'érosion graduelle, sur le plan de la taille et du rendement, des zones productives possibles, ce qui survient habituellement au fur et à mesure du développement d'un bassin. Les activités de forage gazier en 2005 n'ont pas fait exception. Elles se sont accrues de 9 % par rapport au record établi l'année précédente, pour un total estimatif de 20 000 puits et un accroissement du volume produit de 1 % (485 millions de mètres cubes par jour). Les activités de forage se sont accrues en dépit des retards causés par les conditions humides en Alberta et les inondations survenues dans le sud de la province. La mise en valeur du champ de South Venture, dans le cadre du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, a contribué à maintenir la production au large de la Nouvelle-Écosse à 11 millions de mètres cubes par jour.

En 2005, la Colombie-Britannique a compté pour 16 % de la production totale de gaz naturel (15 % en 2004). L'Alberta, pour sa part, a vu sa production baisser légèrement de 1 % (77 % en 2005 contre 78 % en 2004). Dans les autres provinces, les volumes produits n'ont pour ainsi dire pas changé : Saskatchewan, 4 %; Nouvelle-Écosse, 2 %; Territoires du Nord-Ouest et Yukon, 0,3 %, et Ontario, 0,2 %.

Réserves de gaz naturel

L'ONÉ estime qu'à la fin de 2004 (dernière année pour laquelle des données sont disponibles), les réserves restantes de gaz commercialisable s'élevaient à 1 545 Gm^3 (tableau 6). Les additions de réserves de 202 Gm^3 en 2004 ont permis de remplacer 115 % de la production gazière annuelle (tableau 7). C'est la première fois depuis 1995 que les réserves restantes affichent un accroissement, lequel est principalement attribuable à deux facteurs : l'intensification des activités d'exploration et l'amélioration du rendement des gisements gaziers connus. Ces deux facteurs sont le fait des prix élevés du gaz naturel. L'année 2004 a vu l'augmentation des réserves initiales en Alberta, en Colombie-Britannique, en Saskatchewan et en Ontario, tandis que les régions pionnières n'ont vu aucun changement.

TABLEAU 6 : RÉSERVES ÉTABLIES ESTIMATIVES DE GAZ NATUREL COMMERCIALISABLE AU 31 DÉCEMBRE 2004 (EN MILLIARDS DE MÈTRES CUBES)

	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique[a]	822,1	284,3
Alberta[b]	4 496,2	1 127,1
Saskatchewan[c]	224,6	75,0
Ontario[d]	33,8	11,5
T.N.-O., Nunavut et Yukon[c]	32,1	14,1
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	54,6	32,5
Total	**5 663,4**	**1 544,5**
(Total en billions de pieds cubes)	**199,9**	**54,5**

a) Base de données commune du ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et de l'ONÉ

b) Base de données commune de l'Alberta Energy and Utilities Board et de l'ONÉ

c) Estimation de l'ONÉ

d) Association canadienne des producteurs pétroliers

TABLEAU 7 : RÉSERVES, ADDITIONS ET PRODUCTION DE GAZ NATUREL (EN MILLIARDS DE MÈTRES CUBES)

	2000	2001	2002	2003	2004	Total
Additions	169	169	166	92	202	799
Production	176	179	179	174	175	884
Réserves restantes totales	**1 622**	**1 612**	**1 599**	**1 518**	**1 545**	
Total en billions de pieds cubes	**57,3**	**56,9**	**56,4**	**53,6**	**54,5**	

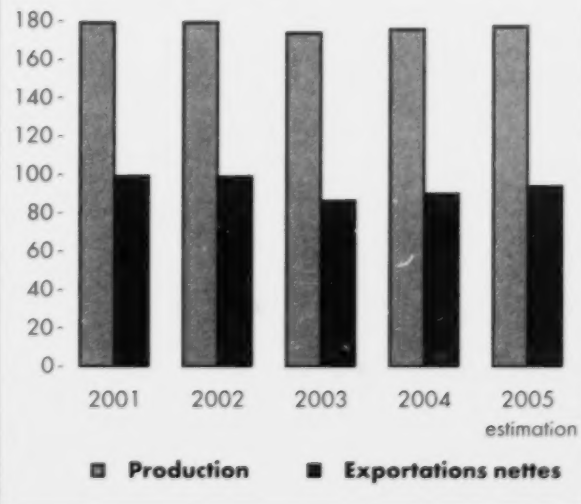
Demande de gaz naturel

La hausse importante du prix du gaz conjuguée au temps doux qu'il a fait pendant les périodes où les besoins de chauffage sont habituellement grands a fait baisser la demande totale au Canada d'environ 2,5 % en 2005. Le secteur industriel est celui qui a réagi le plus fortement au changement de la conjoncture et vu sa demande reculer de plus de 3 %. La demande résidentielle et commerciale de gaz s'est révélée similaire à celle de l'année précédente, à cause du temps clément pendant une bonne partie de la période de chauffage en 2005.

Exportations et importations de gaz naturel

Les exportations nettes de gaz naturel ont totalisé 93,5 milliards de mètres cubes en 2005, une hausse de 4 % par rapport à 2004 (figure 11). La hausse des exportations nettes comporte une augmentation de 3,4 % des exportations brutes du Canada, qui se sont établies à 105,7 milliards de mètres cubes, et une baisse de 2,4 % des importations de gaz naturel, qui ont totalisé 12,2 milliards de mètres cubes.

FIGURE 11 : PRODUCTION ET EXPORTATIONS NETTES CANADIENNES DE GAZ NATUREL (EN MILLIARDS DE MÈTRES CUBES)



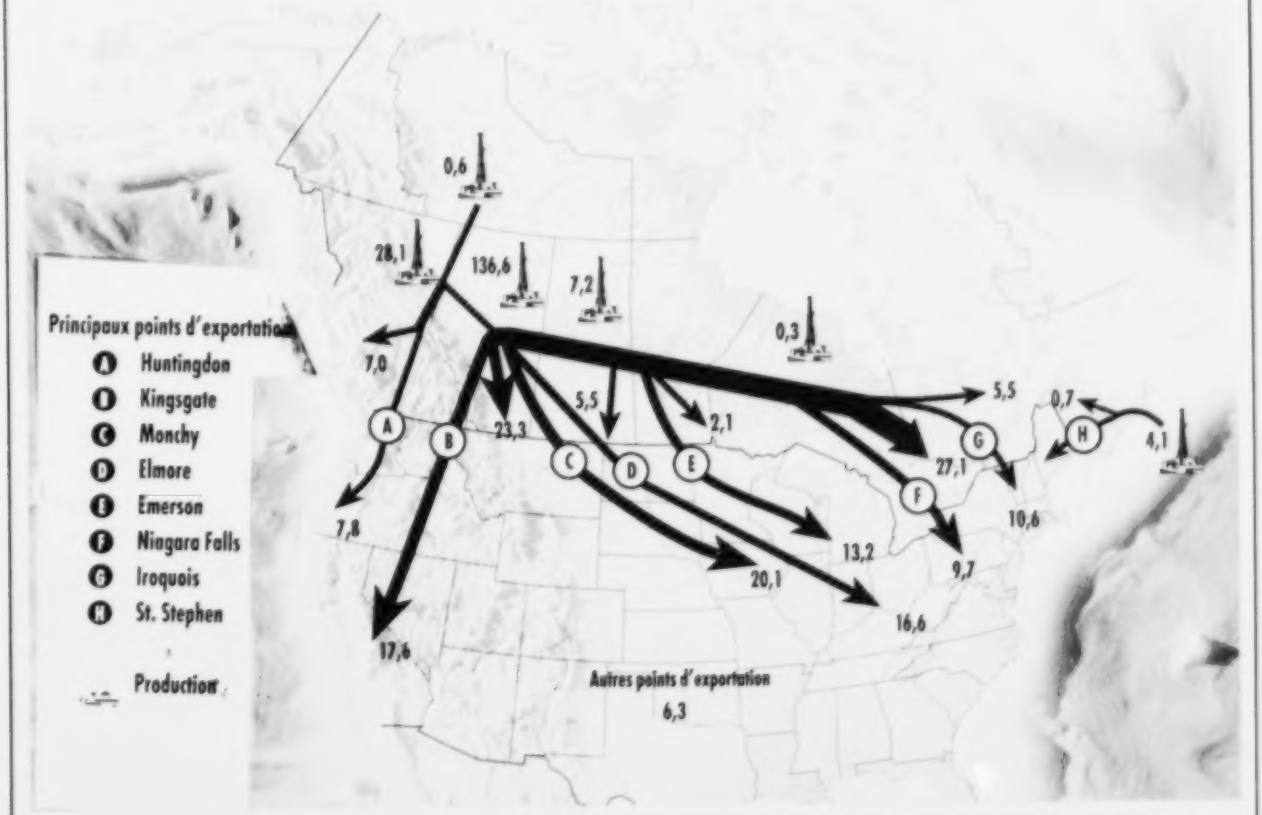
L'accroissement des exportations nettes résulte d'une baisse de la demande de gaz au Canada pour cause de températures hivernales clémentes et de production légèrement accrue de gaz naturel. En 2005, les exportations nettes ont représenté 53 % de la production canadienne totale.

Bien que la plus grande part des exportations, 48 %, revienne au Midwest et aux régions voisines des Rocheuses, le résultat n'en constitue pas moins un léger recul par rapport au résultat de 49 % enregistré en 2004 (figure 12). Les états du Nord-Est américain ont connu la plus forte hausse des exportations en 2005 : de 25 % en 2004 à 28 % en 2005. L'utilisation accrue de gaz canadien dans le Nord-Est des États-Unis témoigne de l'utilisation plus intense de gaz pour produire de l'électricité pendant la saison estivale, de la réduction de l'approvisionnement en gaz provenant de la côte du golfe du Mexique, en raison des ouragans, et de la baisse des importations de LGN. La Californie et la région du Nord-Ouest ont vu leur part des exportations diminuer à 24 % en 2005 (26 % en 2004), parce qu'elles ont utilisé plus de gaz provenant des Rocheuses et que les conditions hydriques se sont améliorées, pour ainsi réduire leurs besoins de gaz pour la production d'électricité.

Environ 88 % de ces volumes d'exportation ont été livrés en vertu d'ordonnances à court terme, comparativement à 87 % en 2004. Des licences à long terme sont en place pour le reste des exportations.

La valeur des exportations canadiennes de gaz naturel vers les États-Unis a atteint un niveau record en 2005. Les revenus nets provenant des exportations se sont élevés à 33,1 milliards de dollars en 2005, en regard de 26,5 milliards de dollars l'année précédente, en raison de l'accroissement des exportations et des prix sensiblement plus élevés. Cela représente une augmentation de 36 % du prix moyen à l'exportation de 9,68 $ le gigajoule en 2005 contre 7,13 $ le gigajoule en 2004. Somme toute, les prix à l'exportation enregistrés en 2005 se sont révélés chaque mois plus élevés qu'en 2004, exception faite de janvier.

FIGURE 12 : OFFRE ET UTILISATION DE GAZ NATUREL EN 2005 (EN MILLIARDS DE MÈTRES CUBES)



ÉLECTRICITÉ

Faits nouveaux relatifs à la restructuration et aux marchés

Canada

Même si c'est l'ONÉ qui autorise les exportations d'électricité, ainsi que la construction et l'exploitation des lignes internationales de transport d'électricité, l'industrie de l'électricité relève, à bien des égards, de la compétence des provinces et territoires. Dans l'ensemble du pays en 2005, les instances régionales ont pris des moyens dans le but de restructurer leur marché et de faire progresser des projets particuliers pour assurer un approvisionnement suffisant à long terme.

En 2005, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a lancé une demande de propositions pour mettre en valeur les ressources hydroélectriques du cours inférieur du fleuve Churchill. Parmi toutes les propositions reçues, il a sélectionné trois promoteurs d'un projet complet de mise en valeur pour passer à l'étape suivante du processus. (La province envisage aussi de procéder elle-même à la mise en valeur.) L'étape suivante consiste en une analyse complète de la faisabilité et en une discussion sur les principes commerciaux. Les ressources hydroélectriques seront offertes sur plusieurs marchés potentiels, notamment ceux de Terre-Neuve-et-Labrador, de l'Ontario, du Québec, des provinces Maritimes et du Nord-Est des États-Unis. En novembre, le gouvernement provincial a publié un

document de discussion sur lequel sera fondé le processus de consultation visant à mettre au point un plan énergétique pour Terre-Neuve-et-Labrador. Les consultations publiques commenceront au début de 2006.

Avec l'adoption d'une loi sur l'électricité en 2004, la *Electricity Act,* la Nouvelle-Écosse a mis en place des plans de restructuration de son marché de l'électricité, afin que Nova Scotia Power Inc. (NSPI) ouvre son marché de transport au réseau de gros et le rende accessible à six distributeurs municipaux, qui répondent à environ 5 % de la demande d'électricité dans la province. NSPI, service public appartenant à Emera, satisfait au reste de la demande. Ainsi, le Nova Scotia Utility and Review Board a approuvé en mai le Tarif d'accès au réseau de transport de NSPI. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick agira à titre d'opérateur de zone de contrôle et de coordonnateur de la fiabilité pour la Nouvelle-Écosse. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick exploitera ce Service d'information à accès libre de NSPI, qui est un service offert dans Internet, afin de faciliter le libre accès, sans discrimination, au réseau de transport. Une fois le service en œuvre, les consommateurs de services de transport pourront réserver un transit point à point sur les réseaux du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse.

La *Electricity Act* de 2004 comporte aussi une norme de portefeuille d'énergie renouvelable visant à favoriser la mise en valeur de l'énergie renouvelable dans le secteur de la production d'électricité.

Le Québec s'emploie lui aussi à mettre au point une stratégie à long terme à cet égard. En novembre, le gouvernement provincial a publié un document de consultation stipulant les objectifs de la politique visant l'énergie, de même que les orientations qu'il privilégie. Selon toute attente, le gouvernement du Québec rendra publique sa stratégie énergétique au début de 2006. Parallèlement, Hydro-Québec a poursuivi ses efforts pour améliorer sa capacité d'approvisionnement de manière à pouvoir alimenter tant la charge intérieure que celle d'exportation. En août, Hydro-Québec Production a inauguré la centrale hydroélectrique Toulnustouc, d'une puissance de 526 mégawatts. En octobre, Hydro-Québec Distribution a lancé un appel d'offres pour l'achat de 2 000 MW d'énergie éolienne additionnelle dont les livraisons seront échelonnées entre décembre 2009 et décembre 2013. Avec les nouvelles offres, ce sont près de 3 500 MW d'énergie éolienne que Hydro-Québec s'attend à acheter d'ici la fin de 2013. Dans son budget 2006 déposé auprès de la Régie de l'énergie, Hydro-Québec Distribution a relevé son objectif d'économie d'énergie à l'horizon 2010 de 3 TWh à 4,1 TWh. Ce nouvel objectif représente près du double de la *recommandation* de 2,1 TWh faite en 2004 par la Régie de l'énergie.

En Ontario, l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) a été créé à la suite des changements apportés à la *Loi sur la restructuration du secteur de l'électricité* de 2004. L'OEO vise à soutenir les efforts du gouvernement provincial pour assurer un approvisionnement suffisant pendant la fermeture progressive de toutes les centrales au charbon de la province (d'ici 2009) et pour dissiper l'incertitude qui entoure une éventuelle reprise de service des réacteurs nucléaires. L'OEO a aussi joué un rôle important dans l'autorisation de nouvelles sources d'approvisionnement en énergie propre (gaz naturel) et verte (énergie éolienne et autres énergies renouvelables), par l'entremise d'une série de contrats d'achat. À cette fin, il a invité les parties intéressées à soumissionner les approvisionnements futurs. En décembre, l'OEO a annoncé ses recommandations pour la composition de l'approvisionnement énergétique de la province, recommandations qu'il intégrera à un plan de réseau de transport de l'électricité en 2006.

Pour ce qui est de la demande, l'Ontario a dû relever quelques défis pour alimenter la province pendant les sommets atteints à l'été 2005. La Société indépendante d'exploitation du réseau de l'électricité a ainsi été obligée de lancer, à plusieurs reprises, un appel au public en vue de réduire la consommation. La pénurie pendant les prochaines périodes de pointe ne sera probablement pas aussi criante, étant donné les nouvelles installations de production mises en service à la fin de 2005. De plus, la charge créée pendant les mois d'été pourrait être réduite grâce à la mise en œuvre du comptage électrique horaire

en mai 2006, qui se traduira par d'importantes différences entre le prix en pointe et le prix hors pointe.

Les provinces de l'Ontario et du Manitoba ont annoncé qu'elles prévoyaient élargir l'Initiative de transfert d'énergie propre. Si cela se réalisait, le débit de puissance pourrait être plus élevé dès 2006 (400 MW d'ici 2009) et les problèmes d'étranglement des interconnexions actuelles dans le nord-est de l'Ontario pourraient être réglés.

À la fin de 2005, le Manitoba et la Saskatchewan ont vu le début de deux grands projets éoliens : un projet de 99 MW, près de St. Leon, au sud-ouest de Winnipeg (Manitoba) et le projet Centennial, de 150 MW, au sud-est de Swift Current (Saskatchewan).

En Alberta, la fin des travaux de construction, en mars, de l'exploitation Genesee 3, première centrale thermique « supercritique » alimentée au charbon, a permis une nouvelle production de 450 MW. En octobre, il a été annoncé que la centrale au gaz naturel Cloverbar, d'une capacité de 660 MW serait désaffectée parce qu'il s'agissait de la seule option rentable. En novembre, le Balancing Pool a annoncé que la convention d'achat de 756 MW d'énergie qu'il avait conclue avec Sheerness avait été vendue à l'entreprise d'électricité de TransCanada pour le terme restant de 15 ans. La forte opposition suscitée dans le secteur albertain de l'électricité a mis un terme à la création d'un marché de capacité.

En juin, la British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro) a annoncé qu'elle mettait un frein au projet Duke Point Power, en raison des risques associés à la date d'achèvement des travaux. Le projet aurait fourni en électricité les clients de l'île de Vancouver. En décembre, BC Hydro a lancé un appel d'électricité en vue d'acheter environ 300 MW d'énergie électrique de producteurs indépendants, afin de répondre aux besoins d'électricité de la province à compter de 2010. Au moins 50 % de l'électricité devra provenir de sources d'électricité propre de la Colombie-Britannique.

États-Unis

Le Canada et les États-Unis se livrent à d'importants échanges d'électricité. Bien que le Canada soit un exportateur net vers les États-Unis, principalement en raison de ses ressources hydroélectriques, ces échanges procurent des avantages commerciaux aux deux pays, en plus de leur permettre de rehausser la fiabilité de leurs services d'électricité respectifs.

En 2005, le New England Independent System Operator, qui avoisine le Nouveau-Brunswick et le Québec, et le Midwest Independent System Operator (MISO), qui avoisine l'Ontario, le Manitoba et la Saskatchewan, se sont joints à la PJM Interconnection en tant qu'organisations de transport régionales (OTR) approuvées par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (FERC). Pour ce qui est du Grid West, qui avoisine l'Alberta et la Colombie-Britannique, le moment de son accréditation est moins certain. Le démarrage pourrait avoir lieu en 2008, mais la Bonneville Power Administration, acteur important, vient de se retirer du projet. Hydro-Manitoba a convenu d'une convention de coordination avec MISO, et la Colombie-Britannique a manifesté son intérêt de joindre Grid West par le biais de la British Columbia Transmission Corporation.

Fiabilité du service d'électricité

En août, le Congrès américain a adopté la *Energy Policy Act* de 2005. Il s'agit d'une loi exhaustive sur l'énergie, qui englobe plusieurs initiatives visant le secteur de l'électricité, notamment l'adoption de normes obligatoires en matière de fiabilité électrique. Sous le régime de cette loi, la FERC assure la surveillance d'une organisation de fiabilité du service d'électricité (OFSÉ) habilitée à établir et à appliquer des normes de fiabilité obligatoires.

Étant donné l'interdépendance naturelle de l'infrastructure de production-transport d'énergie (p. ex., entre le Canada et les États-Unis et entre les États-Unis et le Mexique), l'OFSÉ cherchera à se faire reconnaitre par les régies responsables au Canada et au Mexique. En prévision

de l'adoption des normes, le North American Electric Reliability Council (partie cherchant à devenir une OFSÉ) a entamé vers la fin de 2005 des discussions informelles avec les régies provinciales et l'Office, afin, entre autres, de voir de quelle façon les intérêts du Canada seraient représentés au sein de l'OFSÉ.

Production d'électricité

Les conditions hydriques dans bien des régions canadiennes ont continué à s'améliorer en 2005 et la production d'hydroélectricité a connu un léger redressement, de 59 % à 60 % de la production totale. La hausse des coûts des combustibles (charbon, gaz naturel, pétrole) a entraîné le ralentissement de la production thermique en 2005, mais cette production compte encore cette année pour environ 26 % de la production canadienne totale d'électricité. La production d'énergie nucléaire a affiché un petit gain en 2005 et sa part de la production d'électricité totale s'est maintenue à environ 15 %. Le résultat net a été une hausse de la production d'électricité, qui est passée de 567,8 TWh en 2004 à 568,9 TWh en 2005 (tableau 8).

Comme en 2004, plusieurs provinces ont lancé en 2005 des demandes de propositions pour de nouvelles sources de production d'électricité. Ces demandes visaient l'accroissement de la capacité de production, la diversification des approvisionnements et l'accroissement de la marge de manœuvre. Elles ont donné lieu à une série de propositions de projets de production d'électricité qui mettent à contribution le vent, des énergies renouvelables et thermiques, l'eau et la cogénération.

TABLEAU 8 : PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (EN TÉRAWATTHEURES)[a]

	2001	2002	2003	2004	2005[b]
Hydroélectrique	328,3	345,9	332,8	334,5	340,4
Nucléaire	72,4	71,3	70,7	85,3	85,9
Thermique	165,1	161,6	160,7	148,0	145,1
Total	**565,8**	**578,8**	**564,2**	**567,8**	**568,9**

a) Source : Guide statistique de l'énergie, Statistique Canada, Tableau 8.2 - Production des services d'électricité au Canada, et tableau 8.3 - Production industrielle d'électricité au Canada

b) Estimations

Demande d'électricité

La demande d'électricité est demeurée relativement stable au Canada en 2005 à 549,1 TWh, contre 548,8 TWh en 2004. Le temps doux qu'il a fait pendant l'hiver 2004 et 2005 a affaibli la demande de chauffage. Au cours des cinq dernières années, la demande sur les marchés intérieurs est demeurée relativement stable, augmentant en moyenne de moins de 1 % par année, tandis que la production est elle aussi restée stable. Les avancées technologiques et la mise en œuvre de normes et programmes gouvernementaux d'économie énergétique sont au nombre des facteurs qui ont contribué à la stabilité de la demande.

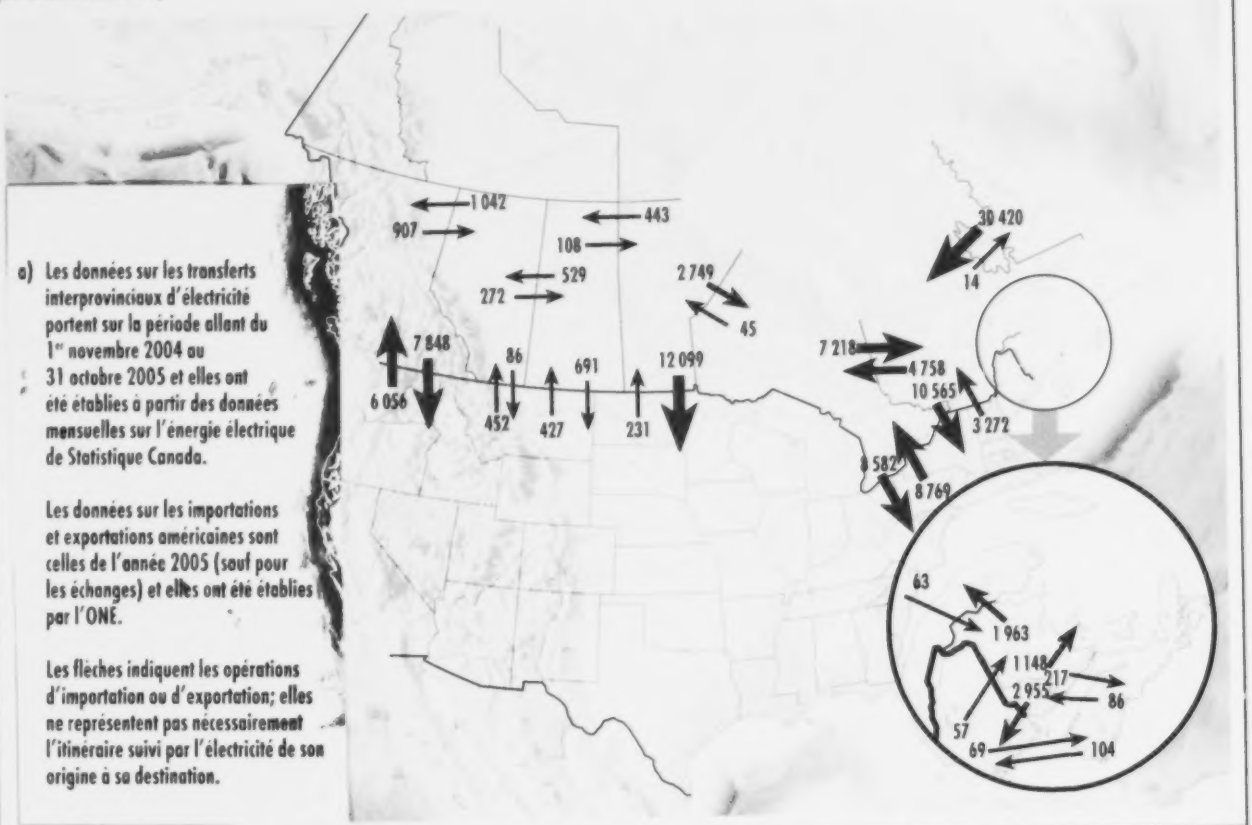
Exportations et importations d'électricité

Ces dernières années, les exportations ont suivi une tendance à la baisse, principalement en raison de la hausse de la demande intérieure et du niveau de précipitations inférieur à la moyenne dans les provinces où l'électricité est d'origine hydraulique. Les importations ont quant à elles suivi une tendance à la hausse, afin de parer à l'insuffisance de l'offre dans certaines régions. Par conséquent, les exportations nettes du Canada se sont

révélées moins importantes en 2003 et 2004. En 2005 par contre, elles ont repris de plus belle. Au nombre des facteurs ayant contribué à cela se trouve l'accroissement du niveau des réserves d'eau grâce aux précipitations accrues, particulièrement au Manitoba, province qui contribue beaucoup aux exportations vers les États-Unis.

En 2005, le total des exportations canadiennes s'est élevé à 42,9 TWh, contre 33 TWh l'année précédente, soit une hausse d'environ 30 % (figure 13). Cette hausse fait suite à une augmentation de 30 % enregistrée en 2004 et n'est que la deuxième occurrence de hausse des exportations depuis 2000. Les importations ont reculé de 14 % par rapport à 2004 : elles sont passées de 22,5 TWh à 19,3 TWh. Dans l'ensemble en 2005, les exportations nettes du Canada se sont chiffrées à 23,7 TWh ou 125 % de plus que l'annéeprécédente.

FIGURE 13 : TRANSFERTS INTERNATIONAUX ET INTERPROVINCIAUX D'ÉLECTRICITÉ[a]
(EN GIGAWATTHEURES)



a) Les données sur les transferts interprovinciaux d'électricité portent sur la période allant du 1er novembre 2004 au 31 octobre 2005 et elles ont été établies à partir des données mensuelles sur l'énergie électrique de Statistique Canada.

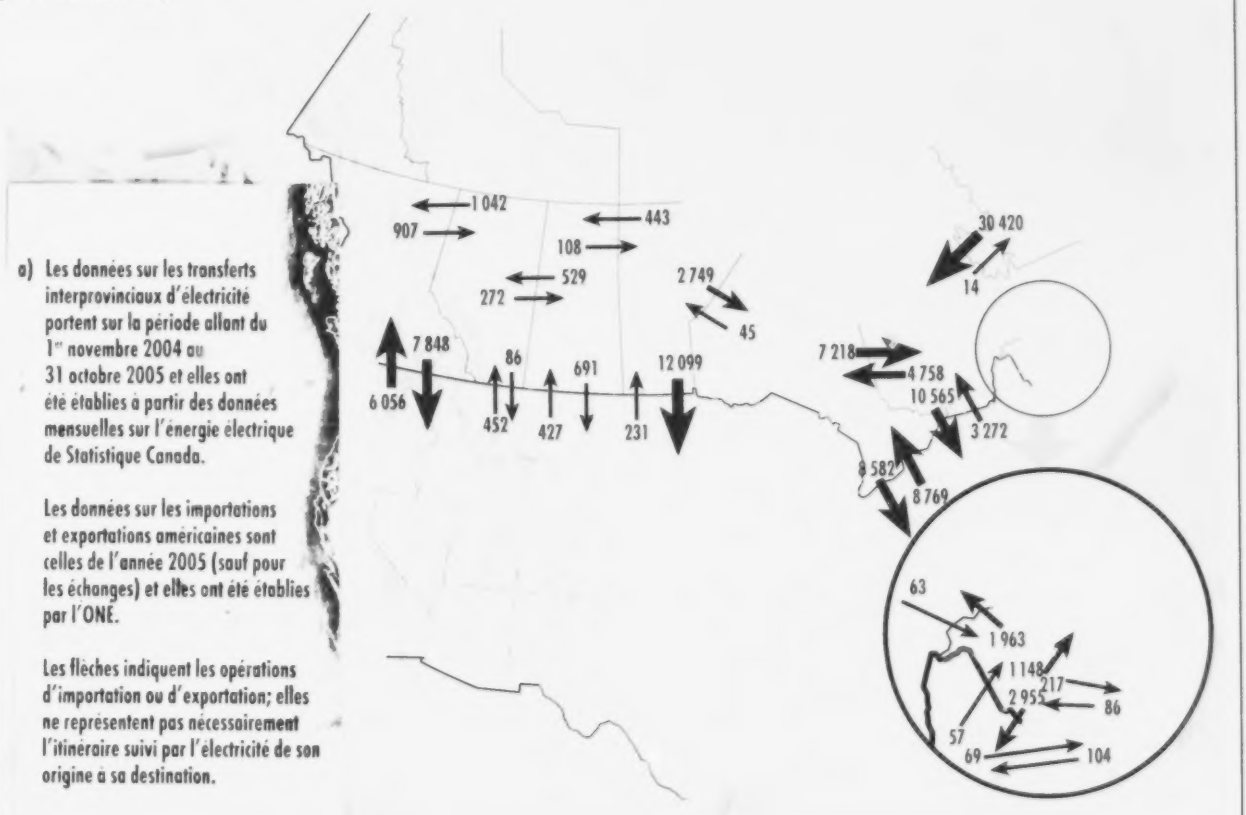
Les données sur les importations et exportations américaines sont celles de l'année 2005 (sauf pour les échanges) et elles ont été établies par l'ONE.

Les flèches indiquent les opérations d'importation ou d'exportation; elles ne représentent pas nécessairement l'itinéraire suivi par l'électricité de son origine à sa destination.

révélées moins importantes en 2003 et 2004. En 2005 par contre, elles ont repris de plus belle. Au nombre des facteurs ayant contribué à cela se trouve l'accroissement du niveau des réserves d'eau grâce aux précipitations accrues, particulièrement au Manitoba, province qui contribue beaucoup aux exportations vers les États-Unis.

En 2005, le total des exportations canadiennes s'est élevé à 42,9 TWh, contre 33 TWh l'année précédente, soit une hausse d'environ 30 % (figure 13). Cette hausse fait suite à une augmentation de 30 % enregistrée en 2004 et n'est que la deuxième occurrence de hausse des exportations depuis 2000. Les importations ont reculé de 14 % par rapport à 2004 : elles sont passées de 22,5 TWh à 19,3 TWh. Dans l'ensemble en 2005, les exportations nettes du Canada se sont chiffrées à 23,7 TWh ou 125 % de plus que l'année précédente.

FIGURE 13 : TRANSFERTS INTERNATIONAUX ET INTERPROVINCIAUX D'ÉLECTRICITÉ[a]
(EN GIGAWATTHEURES)



a) Les données sur les transferts interprovinciaux d'électricité portent sur la période allant du 1er novembre 2004 au 31 octobre 2005 et elles ont été établies à partir des données mensuelles sur l'énergie électrique de Statistique Canada.

Les données sur les importations et exportations américaines sont celles de l'année 2005 (sauf pour les échanges) et elles ont été établies par l'ONE.

Les flèches indiquent les opérations d'importation ou d'exportation; elles ne représentent pas nécessairement l'itinéraire suivi par l'électricité de son origine à sa destination.

SÉCURITÉ, SÛRETÉ ET PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

« Les installations réglementées par l'ONÉ sont construites et exploitées de manière à protéger l'environnement et à respecter les droits des personnes touchées. »

L'ONÉ veille à ce que l'industrie énergétique réglementée mène ses activités d'une manière qui protège les employés des sociétés, les entrepreneurs, le grand public et l'environnement. Suite à l'entrée en vigueur, en avril 2005, des modifications apportées à la Loi sur l'ONÉ, le mandat de l'ONÉ inclut désormais la responsabilité de surveiller la sûreté des pipelines et des lignes internationales de transport d'électricité.

La maîtrise des risques inhérents des pipelines et autres installations réglementées par l'ONÉ repose sur l'application de méthodes de conception, de construction, d'exploitation et d'entretien exemplaires. Étant donné qu'elles conçoivent, construisent et exploitent les installations, les sociétés réglementées sont responsables au premier chef de la sécurité et de la protection de l'environnement. Reconnaissant ce fait, l'ONÉ continue d'appliquer une démarche de réglementation axée sur les buts, qui confie aux sociétés le soin de garantir que leurs installations sont sûres, sécuritaires et exploitées dans le respect de l'environnement. Ainsi, l'ONÉ joue un rôle important en s'assurant que les sociétés maintiennent, voire améliorent, leur rendement du point de vue de la sécurité et de l'environnement. À cette fin, l'Office veille à ce que les sociétés pipelinières cernent et prennent en main les risques pour la sécurité, la sûreté, l'environnement, le contexte socio économique et les terres pendant tout le cycle de vie de leurs installations réglementées. Il s'y prend de diverses façons :

- en élaborant des règlements et des lignes directrices axés sur les buts;
- en évaluant sur le plan technique et de la sécurité les demandes d'approbation des installations projetées;
- en évaluant les effets environnementaux, socio économiques et fonciers des projets;
- en veillant à ce que les sociétés consultent convenablement les parties touchées au sujet des installations projetées;
- en s'assurant que les mesures d'atténuation, conditions d'approbation et plans de protection de l'environnement voulus soient en place avant d'approuver un projet;
- en confirmant que les exigences réglementaires sont respectées et que les mesures d'atténuation, conditions et plans de protection de l'environnement produisent les résultats souhaités, par le biais de rapports périodiques sur la construction, d'inspections des installations et de vérifications des systèmes de gestion;
- en évaluant les pratiques et les méthodes de sécurité, dans le cadre de son propre mandat ainsi qu'aux termes du *Code canadien du travail*, en vertu du protocole d'entente conclu entre lui et Ressources humaines

et Développement des compétences Canada (RHDCC);

- en faisant enquête sur les incidents afin d'éviter que des situations semblables se reproduisent à l'avenir;
- en donnant suite aux plaintes des propriétaires fonciers;
- en ayant des rencontres avec les sociétés réglementées pour examiner leurs programmes de gestion de l'intégrité et en évaluer l'à-propos;
- en intervenant dans les situations d'urgence pour évaluer et rehausser l'efficacité des mesures d'intervention de la société en cause;
- en diffusant des avis de sécurité;
- en menant des enquêtes ou des investigations formelles sur des questions de sécurité.

ÉVALUATION DE LA SÉCURITÉ ET DE LA SÛRETÉ

Perception de la sécurité

En mars 2005, l'ONÉ a publié son rapport intitulé « Gros plan sur la sécurité et l'environnement - Analyse comparative du rendement des pipelines 2000-2003 ». Il s'agit du troisième rapport produit dans le cadre de son programme d'indicateurs de rendement en matière de sécurité et il repose sur les données les plus récentes disponibles (pour obtenir des précisions sur le programme ou une copie du rapport, prière de consulter le site Web de l'ONÉ au www.neb-one.gc.ca/safety/SafetyPerformanceIndicators/index_f.htm). La structure du rapport a été modifiée en 2005 pour faire mieux ressortir la portée de son contenu, qui traite du rendement en matière d'environnement, de sécurité et d'intégrité. D'autres perfectionnements seront apportés dans le rapport de 2006, à la lumière des commentaires recueillis au cours de l'Atelier de l'ONÉ tenu en juin 2005 et des résultats d'un sondage auprès des parties prenantes effectué en novembre 2005.

TABLEAU 9 : DONNÉES SUR LE RENDEMENT DES SOCIÉTÉS RÉGLEMENTÉES SUR LE PLAN DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA SÉCURITÉ ET DE L'INTÉGRITÉ (2003)

Indicateur	Moyenne de 2000 à 2003	2002	2003
Accidents mortels (accidents mortels par 100 équivalents temps plein de travailleurs)	0	0	0
Taux de fréquence de blessures combiné (blessures par 100 équivalents temps plein de travailleurs)	1,10	0,49	0,99
Taux de fréquence de blessures - Entrepreneurs (blessures par 100 équivalents temps plein de travailleurs)	3,00	1,92	3,04
Taux de fréquence de blessures - Employés (blessures par 100 équivalents temps plein de travailleurs)	0,48	0,16	0,66
Taux de fréquence de ruptures (ruptures par 1 000 km)	0,10	0,07	0
Taux de fréquence de déversements (déversements par 1 000 km)	0,32	0,74	0,07
Volume des déversements (volume des déversements par 1 000 km) (m^3)	31,01	29,71	0,28
Taux de fréquence des rejets de gaz (rejets par 1 000 km)	0,45	0,31	0,21

Le rendement des sociétés pipelinières de ressort fédéral au Canada, tel que l'expose le rapport, se compare favorablement au rendement d'industries semblables aux États-Unis et en Europe. Sauf pour ce qui concerne la sécurité des travailleurs, les résultats de 2002-2003 sont aussi bons, ou meilleurs, que les moyennes historiques enregistrées par l'ONÉ pour la période de 2000 à 2003 (tableau 9).

L'Office a consulté les parties prenantes sur cette question au cours de l'atelier de juin 2005, tenu à Calgary. Les actes de l'atelier sont publiés dans le site Web de l'ONÉ à l'adresse www.neb-one.gc.ca/Publications/NEBWorkshops/2005NEBWorkshopProceedings_f.pdf.

Une analyse préliminaire des statistiques pour l'année 2004 indique que la fréquence des blessures chez les entrepreneurs a baissé par rapport aux années antérieures. L'Office continuera de suivre le rendement sous ce rapport.

Les sociétés réglementées sont tenues de signaler les incidents qui surviennent au cours de leurs activités en vertu du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT-99) et du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les usines de traitement*. Le personnel de l'ONÉ mène des enquêtes plus ou moins détaillées selon la gravité de l'incident. Si l'enquête met en lumière des renseignements qui, d'après l'Office, pourraient aider l'industrie à améliorer son bilan de sécurité, cette information est diffusée au moyen d'un avis de sécurité. En 2005, l'ONÉ a publié trois avis de sécurité (www.neb-one.gc.ca/safety/SafetyAdvisories/index_f.htm) portant sur les sujets suivants :

- les risques associés à la défaillance ou à une mauvaise programmation des contrôleurs logiques programmables qui sont nécessaires pour assurer la fermeture à sécurité intégrée des compresseurs et des éléments s'y rattachant;
- les dangers liés aux gisements de gaz peu profonds dans les Territoires du Nord-Ouest;
- l'importance d'interdire l'utilisation de machines qui sont défectueuses ou ont besoin de réparations.

Grâce à la publication d'avis de sécurité, les propriétaires d'installations, exploitants et organismes de régie peuvent mieux réagir face aux risques signalés, ce qui rehausse la sécurité.

Réglementation de la gestion de la sûreté des pipelines

Agréée par la gouverneure en conseil le 20 avril 2005, la *Loi sur la sécurité publique du Canada* a modifié la Loi sur l'ONÉ pour faire de la sûreté un volet explicite du mandat de l'Office et conférer à celui-ci le pouvoir de réglementer la sûreté de l'infrastructure énergétique qui relève de sa compétence. Pour s'acquitter de cette responsabilité, l'ONÉ adopte une approche axée sur les buts qui consiste à soutenir l'industrie dans la mise en œuvre de programmes efficaces de gestion de la sûreté.

Comme première étape, en 2004, l'Office a lancé un programme d'évaluations de la gestion de la sûreté des pipelines (ÉGSP) pour :

- évaluer les programmes de gestion de la sûreté déjà en place dans les sociétés réglementées;
- sensibiliser davantage l'industrie à la question de la sûreté;
- cibler ses initiatives de surveillance réglementaire et d'assurance de la conformité en ce qui a trait à la gestion de la sûreté.

Dans le cadre du programme, l'Office a passé en revue les programmes de gestion de la sûreté implantés dans les sociétés, puis effectué des vérifications et des visites sur place au cours de 2004 et 2005. Quelque 75 installations ont été visitées d'un bout à l'autre du Canada.

Entre juin 2004 et mars 2005, l'Office a mené des ÉGSP à l'égard des dix sociétés pipelinières du Groupe 1 et de deux sociétés du Groupe 2. (Le Supplément II fournit la liste des sociétés du Groupe 1 et du Groupe 2.)

Les ÉGSP ont éclairé l'ONÉ sur la façon dont les sociétés réglementées gèrent la sûreté des pipelines et lui ont permis de définir des balises communes pour les programmes de gestion de la sûreté appliqués dans l'industrie réglementée. L'Office a tiré des ÉGSP le savoir nécessaire pour élaborer des règlements et des stratégies d'assurance de la conformité raisonnables et prudents dans le domaine de la sûreté.

Le 14 septembre 2005, l'Office a adressé un avis de projet de modification réglementaire à toutes les sociétés réglementées et parties intéressées pour les informer de son intention d'incorporer la gestion de la sûreté dans le RPT-99. L'Office tient compte des commentaires reçus des parties prenantes dans l'élaboration des nouvelles dispositions réglementaires concernant la sûreté. Les modifications proposées sont censées être diffusées en 2006 et elles détailleront les attentes réglementaires de l'Office au chapitre de la gestion de la sûreté. De plus, en collaboration avec les associations pipelinières, l'industrie et les ministères et organismes fédéraux et provinciaux, l'Office entend mettre au point un guide de gestion de la sûreté, ou une norme consensuelle sur la gestion de la sûreté, auquel le RPT-99 révisé fera renvoi.

Face au chevauchement des compétences, à la communauté des visées réglementaires et au besoin d'assurer une communication efficace au chapitre de la gestion de la sûreté, l'Office a établi, et continue d'établir, des accords formels et informels avec ses partenaires gouvernementaux aux paliers fédéral et provincial.

En octobre 2005, en collaboration avec la Division de la protection des infrastructures énergétiques de RNCan et l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNHE), l'ONÉ a arrêté un protocole de travail et participé à une évaluation de la gestion de la sûreté d'installations extracôtières choisies qui font partie du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (SOEP). L'évaluation a été menée de façon coopérative et a produit un seul rapport commun contenant les résultats convenus de l'évaluation et des recommandations établies d'un commun accord. Le projet a donné à toutes les parties l'assurance que les activités du SOEP et les aménagements terrestres qui les soutiennent sont gérés d'une manière efficace et appropriée (pour ce qui concerne la sûreté) et respectent les exigences législatives pertinentes.

L'OCNHE réglemente des éléments du SOEP qui sont reliés, directement ou indirectement, à des installations qui sont réglementées par l'ONÉ, telles qu'une vanne de régulation terrestre, l'usine à gaz de Goldboro et le réseau pipelinier de Maritimes & Northeast.

La rétroaction obtenue des représentants de l'industrie laisse entrevoir que l'on trouve logique et pratique la façon dont l'Office a abordé jusqu'ici la réglementation de la gestion de la sûreté. L'ONÉ s'attend à continuer dans la même voie et il prévoit travailler de près avec l'industrie, les associations pipelinières, les régies et organismes provinciaux, les organismes fédéraux intéressés et ses homologues américains pour concevoir les dispositions réglementaires sur la sûreté et le programme de réglementation concernant la gestion de la sûreté pipelinière.

Les organismes fédéraux et provinciaux insistent davantage sur la gestion de la sûreté depuis quelques années et prennent des initiatives concertées en la matière, mais il n'en demeure pas moins que la responsabilité première de protéger l'infrastructure pipelinière incombe aux sociétés pipelinières. Ainsi, l'Office s'attend à ce que les sociétés continuent de faire preuve de diligence pour ce qui est d'établir, de maintenir et d'appliquer des pratiques convenables et efficaces au chapitre de la sûreté afin de protéger leurs réseaux pipeliniers.

L'Office estime qu'un bon programme de gestion de la sûreté devrait tenir compte de toutes les menaces pour la sûreté qui peuvent raisonnablement nuire à l'intégrité des réseaux pipeliniers et, par le fait même, compromettre la sécurité publique, l'environnement et l'acheminement économique des produits. Il est certain, toutefois, que l'exhaustivité de tels programmes doit être adaptée à la taille de l'entreprise, aux opérations en cause ainsi qu'aux installations et biens à protéger, et être déterminée en fonction du risque potentiel d'une véritable infraction à la sûreté.

L'Office s'affaire à concevoir les nouvelles dispositions réglementaires et la stratégie de réglementation de la gestion de la sûreté en se fondant sur les résultats du programme d'ÉGSP, la réaction suscitée par l'avis de projet de modification réglementaire et les commentaires reçus de la part de l'industrie et d'autres ministères et organismes gouvernementaux.

En 2006, l'Office prévoit diffuser un projet de modification réglementaire visant à incorporer la gestion de la sûreté dans le RPT-99 et élaborer un guide de gestion de la sûreté, ou une norme consensuelle sur la gestion de la sûreté, auquel le RPT-99 révisé fera renvoi.

L'Office maintiendra ses rapports de travail avec ses partenaires fédéraux et provinciaux, ainsi qu'avec l'industrie, pour faire en sorte que la sûreté soit gérée d'une manière responsable et prudente, et au mieux des intérêts de la population canadienne.

ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE ET SOCIO-ÉCONOMIQUE

Contexte réglementaire

L'*évaluation environnementale* et socio-économique d'un projet s'inscrit dans un cadre de réglementation à la fois complexe et dynamique. En effet, bien que la plupart des activités réglementées par l'ONÉ soient assujetties à la Loi sur l'ONÉ, les activités pétrolières et gazières amont, menées dans les régions pionnières non visées par un accord fédéral-provincial de gestion conjointe, sont régies par la LOPC. La plupart des projets sur lesquels l'ONÉ est appelé à se prononcer doivent faire l'objet d'une évaluation environnementale en vertu de la LCÉE ou, dans les Territoires du Nord-Ouest au sud de la région désignée des Inuvialuit, aux termes de la partie 5 de la *Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie* (LGRVM). En 2005, l'ONÉ a mené une étude approfondie (à l'égard du programme de forage exploratoire dans la mer de Beaufort) et 34 examens préalables en vertu de la LCÉE, ainsi que réalisé, ou aidé à réaliser, quatre examens préalables aux termes de la LGRVM.

L'ONÉ a recours à une démarche simplifiée pour faire en sorte que le processus d'évaluation des effets socio-économiques soit efficace et efficient. Lorsqu'un projet n'est pas exclu aux termes de la LCÉE ou visé par l'Ordonnance de simplification, l'Office adopte une démarche structurée de gestion des risques qui consiste à évaluer la probabilité d'effets potentiels et leurs conséquences. À titre d'exemple, des projets simples et de nature courante, comme l'ajout d'une vanne ou d'une station de comptage sur un pipeline dans des conditions bien précises – qui sont définies par différentes dispositions du *Règlement sur la liste d'exclusion* pris en vertu de la LCÉE et par l'Ordonnance de simplification de l'ONÉ – sont traités suivant une approche fondée sur le risque. Ceci permet de concentrer l'attention et les ressources sur l'évaluation de projets plus vastes ou plus complexes (comme le projet gazier Mackenzie), qui ont un fort potentiel d'entraîner des effets environnementaux et socio-économiques importants.

Par souci de rendre le processus d'évaluation efficace, l'Office a intégré la conduite des études environnementales approfondies dans son processus d'audience publique. Désormais, les études approfondies seront menées dans le cadre de l'actuel processus d'examen réglementaire par voie d'audience. En outre, l'Office a mis au point un guide interne qui munit le personnel des renseignements nécessaires pour coordonner une approche efficace et efficiente du processus d'étude approfondie, qui cadre mieux avec l'esprit de la LCÉE et la nature quasi judiciaire des attributions de l'ONÉ.

Coordination des évaluations environnementales

L'ONÉ ne cesse de collaborer avec les parties prenantes, notamment l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACÉE), les ministères fédéraux et les organismes provinciaux, pour améliorer le processus d'évaluation environnementale (ÉE) tel qu'il vise les projets d'infrastructure énergétique de ressort fédéral. Les efforts faits dans ce sens en 2005 ont consisté notamment à coordonner l'apport des ministères fédéraux intéressés par des projets de l'ONÉ, à simplifier le processus d'ÉE et à négocier l'harmonisation des démarches d'ÉE avec d'autres administrations.

Par exemple, l'ONÉ a joué un rôle d'initiateur, ou de participant, dans plusieurs projets de coordination préalable qui visaient à faire en sorte que les différents organismes de régie intéressés puissent s'entendre rapidement sur la portée, les éléments à examiner et l'échéancier des évaluations environnementales fédérales de projets qui étaient susceptibles de parvenir au stade de la demande réglementaire. C'est ainsi que l'Office a pris part, en 2005, à des processus de coordination préalable de l'ÉE de divers projets, dont le terminal méthanier Rabaska proposé près de Québec, le doublement d'ancrage de l'oléoduc de Terasen (Colombie-Britannique et Alberta) et l'oléoduc Gateway d'Enbridge (Colombie-Britannique et Alberta).

Substitution de processus en vertu de la LCÉE

Certaines des exigences que la LCÉE impose à l'égard des projets de grande envergure font double emploi, en partie, avec les processus menés en vertu de la Loi sur l'ONÉ et offrent, par conséquent, la possibilité d'harmoniser davantage la démarche d'ÉE et de la rendre plus efficiente. En 2005, l'ONÉ a continué de travailler avec l'ACÉE à la réforme et à la consolidation du processus fédéral d'évaluation environnementale. Plus particulièrement, il a appuyé l'ACÉE dans son intention d'appliquer les dispositions sur la substitution prévues dans la LCÉE, à titre d'essai, pour l'évaluation d'un projet désigné qui relève de l'ONÉ.

Discussions sur l'harmonisation fédérale-provinciale de l'ÉE du projet de terminal méthanier Rabaska

Au cours de 2005, l'ONÉ, l'ACÉE et le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) du Québec ont examiné les façons d'harmoniser l'évaluation environnementale, aux paliers fédéral et provincial, du projet de terminal méthanier Rabaska proposé près de Québec. La demande relative au projet sera probablement déposée auprès du gouvernement provincial.

SÉCURITÉ ET PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Surveillance de la conformité

L'ONÉ surveille les activités des sociétés réglementées depuis la conception initiale des installations jusqu'à la cessation de l'exploitation. Cette surveillance a pour but d'évaluer si la société se conforme aux conditions dont l'Office a assorti l'ordonnance ou le certificat d'approbation et d'assurer que la conception, la construction, l'exploitation ou la cessation d'exploitation des installations respectent en tous points la réglementation pertinente, prise aux termes de la Loi sur l'ONÉ et de la LOPC.

La surveillance de la conformité est assurée par divers moyens, dont les vérifications et les inspections, et fait appel à une approche qualitative du risque. En 2005, l'Office a accompli des progrès considérables dans l'élaboration d'un programme intégré d'assurance de la conformité qu'il mettra en œuvre en 2006. Ce programme lui permettra de centrer ses activités d'assurance de la conformité sur les domaines où elles rapporteront le plus d'avantages.

L'ONÉ dispose d'instruments de suivi pour contrôler le degré de conformité, évaluer l'efficacité des conditions qu'il impose, c.-à-d. si elles produisent les résultats souhaités sur le plan de la sécurité et de l'environnement, et faire rapport sur les résultats obtenus.

L'ONÉ préconise une approche coopérative en matière de conformité, en collaborant avec les sociétés pour assurer qu'elles respectent leurs engagements et les exigences concernant la sécurité et l'environnement. L'ONÉ traite les cas de non conformité, dans un premier temps, en demandant immédiatement à la société en cause de prendre volontairement des mesures correctives. Les inspecteurs de l'ONÉ peuvent réclamer de la société une promesse de conformité volontaire (PCV) si la situation ne peut être corrigée immédiatement ou s'ils ont besoin de renseignements supplémentaires de la part de la société.

En 2005, l'ONÉ a reçu en moyenne 0,48 PCV par inspection, ce qui est moins que les deux années précédentes (0,53 PCV en 2004 et 0,73 PCV en 2003). Cette baisse peut s'expliquer par une combinaison de facteurs. D'abord, il est possible que les entreprises comprennent mieux les attentes de l'Office en raison de l'amélioration des communications avec l'industrie, grâce aux ateliers et aux activités touchant l'assurance de la conformité. Une autre explication peut tenir à la nature des vérifications de la conformité que l'Office a effectuées en 2005, lesquelles ont porté surtout sur l'exploitation des installations, comme il y avait moins de projets de construction relevant de la compétence de l'Office.

Les inspecteurs nommés en vertu de la Loi sur l'ONÉ peuvent rendre une ordonnance d'arrêt des travaux s'ils ont des motifs raisonnables de croire que la construction, l'exploitation, l'entretien ou la cessation de l'exploitation d'un pipeline, ou de toute composante d'un pipeline, des travaux d'excavation, ou la construction d'une installation quelconque menacent, ou pourraient menacer, la sécurité du public ou des employés de la société, les biens matériels ou l'environnement. Les inspecteurs de l'ONÉ n'ont pas eu à rendre de telles ordonnances en 2005.

Inspections

L'ONÉ inspecte les pipelines et les installations de son ressort, depuis la construction jusqu'à la cessation de l'exploitation. Les inspecteurs, agents de sécurité et agents de contrôle de l'exploitation de l'ONÉ veillent à ce que les installations soient conformes :

- aux exigences prescrites dans la Loi sur l'ONÉ et la LOPC, ainsi que leurs règlements d'application;
- aux engagements énoncés dans la demande et pris au cours d'une audience;
- aux conditions dont est assortie l'approbation du projet (p. ex. ordonnances ou certificats délivrés par l'Office).

Outre qu'ils effectuent des inspections en vertu de la Loi sur l'ONÉ et de la LOPC, plusieurs inspecteurs de l'ONÉ sont nommés à titre d'agents de santé et de sécurité par RHDCC pour qu'ils appliquent, au nom de ce ministère, les exigences de la partie II du *Code canadien du travail* chez les sociétés qui relèvent de l'ONÉ.

Les inspections fournissent des données précieuses pour planifier de façon éclairée les futurs travaux d'assurance de la conformité. De plus, elles contribuent à créer des rapports de travail respectueux entre l'ONÉ et les sociétés de son ressort. En étant une régie visible et respectée, l'Office peut amener les sociétés à se conformer aux exigences, simplement par la persuasion, et a rarement besoin de recourir à des mesures d'exécution plus rigoureuses que l'obtention d'une PCV.

Ciblage des inspections portant sur la sécurité de l'exploitation

En 2005, l'ONÉ a cherché à équilibrer le volume des inspections de la sécurité de l'exploitation visant d'une part les grandes sociétés (Groupe 1) et, d'autre part, les sociétés de faible importance (Groupe 2), qui ont moins de contacts avec lui. Des inspections ont été menées auprès de 11 sociétés du Groupe 1 et 22 sociétés du Groupe 2.

Le ciblage intentionnel des sociétés du Groupe 2 a permis à l'Office d'engager un dialogue avec ces entreprises et de recueillir des renseignements courants sur leurs activités.

Inspections des installations

L'ONÉ inspecte les installations pendant la construction et l'exploitation pour s'assurer du respect des exigences réglementaires. Par exemple, il peut mener des inspections le long de réseaux pipeliniers existants pour évaluer si des travaux d'excavation faits par des tiers sont exécutés en conformité avec le *Règlement sur le croisement de pipe-lines.*

En 2005, les inspecteurs de l'ONÉ ont mené :

- 11 inspections techniques et de sécurité et 7 inspections environnementales de projets en construction réglementés par l'Office;
- 92 inspections d'installations en exploitation réglementées par l'Office;
- 10 inspections de croisements de pipelines;
- 13 inspections environnementales postérieures à la construction, pour évaluer le succès des mesures correctives et autres mesures d'atténuation appliquées dans le cas d'installations nouvellement construites;
- 1 inspection environnementale suivant la cessation de l'exploitation d'un pipeline;
- 8 inspections pour donner suite aux préoccupations de propriétaires fonciers au sujet de l'environnement;
- 130 inspections de lieux de travail, en vertu du *Code canadien du travail.*

Activités d'exploitation et d'entretien des pipelines

En juillet 2005, l'ONÉ a adopté une approche fondée sur le risque au chapitre de la réglementation des activités d'exploitation et d'entretien (E. et E.) menées sur des pipelines qui tombent sous le coup de la Loi sur l'ONÉ. Cette mesure visait à répondre aux demandes de sociétés réglementées qui souhaitaient obtenir des éclaircissements sur le mode de réglementation des activités d'E. et E., ainsi qu'au souci des propriétaires fonciers de faire en sorte que leurs droits soient respectés pendant tout le cycle de vie d'une installation réglementée.

Le 12 juillet 2005, l'Office a diffusé une lettre pour préciser les types de projets qui étaient assimilés à des activités d'exploitation et d'entretien et pour lesquels il n'était pas nécessaire de présenter une demande aux termes de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ. Ainsi, l'approche fondée sur le risque clarifie et simplifie la surveillance réglementaire d'activités qui font partie de l'exploitation courante d'installations approuvées, et permet à l'Office et aux sociétés réglementées de concentrer leurs ressources sur les activités non courantes. Dans sa lettre, l'Office a imposé comme exigence aux sociétés de lui fournir une notification écrite avant d'entreprendre certaines activités d'E. et E. Selon les risques associés aux travaux d'exploitation et d'entretien que projette la société, la notification permet à l'ONÉ d'effectuer une inspection, s'il le juge nécessaire. En énonçant les exigences relatives aux activités d'exploitation et d'entretien, l'Office a aussi précisé ses attentes concernant la consultation des parties éventuellement touchées, et spécialement des propriétaires fonciers, pendant toute la vie utile d'une installation réglementée. Le lecteur peut consulter la lettre du 12 juillet 2005 et les exigences et notes d'orientation connexes dans le site Web de l'ONÉ au www.neb-one.gc.ca/ActsRegulations/NEBAct/GuidanceNotes/OperationsMaintenancePipelines_f.pdf.

L'Office continue de réglementer toutes les activités d'E. et E. au moyen de ses programmes établis d'inspection et de vérification, qui garantissent que ces activités soient menées en conformité avec les impératifs de sécurité, de sûreté et d'efficience économique, et dans le respect de l'environnement et des droits des personnes touchées. En 2005, l'Office a reçu 23 notifications concernant des activités d'exploitation et d'entretien et a effectué quatre inspections techniques et de sécurité et deux inspections environnementales à l'égard de ces activités. Jusqu'ici, les commentaires informels reçus des sociétés réglementées ont été favorables. L'Office a l'intention d'effectuer une revue de son approche de la réglementation des activités d'E. et E. après une période de six mois, soit en février 2006.

Conditions environnementales

Grâce à ses inspections et aux rapports qu'il exige des sociétés, l'ONÉ surveille non seulement le degré de conformité aux conditions dont il assortit ses ordonnances ou ses certificats, mais aussi la mesure dans laquelle ces conditions contribuent à l'atteinte des résultats souhaités du point de vue de la sécurité et de l'environnement. En 2005, il a été confirmé que 56 des conditions environnementales imposées avaient mené aux résultats escomptés; les effets d'une seule condition n'ont pas été confirmés. L'Office n'a pu déterminer le succès de cette condition parce qu'elle n'était pas accompagnée de la condition, maintenant d'usage courant, exigeant que la société elle même rende compte de son degré de conformité aux exigences qui lui ont été imposées.

La figure 14 montre la proportion relative des conditions environnementales qui se sont révélées efficaces. Il ressort de la figure que la majorité des conditions environnementales imposées ont produit les effets voulus. Ce résultat est dû aux initiatives internes que l'Office a prises pour suivre les raisons pour lesquelles le succès de conditions antérieures n'avait pas pu être confirmé et élaborer des conditions normalisées ainsi que des directives pour la rédaction de conditions non standard efficaces.

Terres non assujetties à des accords de gestion conjointe

Dans les régions pionnières du Canada, c'est-à-dire les terres publiques non assujetties à un accord fédéral-provincial de gestion conjointe, les agents de sécurité et de contrôle de l'exploitation inspectent les programmes de forage et d'études géophysiques ainsi que les travaux

FIGURE 14 : ATTEINTE DES RÉSULTATS FINALS SOUHAITÉS AU MOYEN DES CONDITIONS ENVIRONNEMENTALES

de production menés par les sociétés, pour s'assurer que celles-ci se conforment au programme de travail approuvé par l'Office et aux règlements pertinents. Ces inspections portent également sur les aspects liés à la santé et à la sécurité au travail. En 2005, les agents de sécurité et de contrôle de l'exploitation ont effectué 51 inspections d'activités et d'installations sur des terres non assujetties à un accord de gestion conjointe. Tous les cas de non conformité à la réglementation relevés au cours de ces inspections ont été corrigés dans les 14 jours suivants.

Vérification des systèmes de gestion

L'ONÉ vérifie les systèmes de gestion des sociétés de son ressort pour évaluer leur degré de conformité avec la Loi sur l'ONÉ, la LOPC, la partie II du *Code canadien du travail* et les règlements pertinents, ainsi que la mesure où elles respectent les politiques, méthodes et procédures dictées par leur propre système de gestion. Grâce à l'examen de la documentation, à des interviews avec les employés des sociétés et à des contrôles sur place, le personnel de l'ONÉ évalue si les sociétés visées se conforment aux exigences réglementaires pertinentes et aux méthodes et procédures prévues dans leurs systèmes de gestion. D'ordinaire, la vérification consiste à évaluer les activités de conception et de construction menées par la société, le programme de gestion de l'intégrité des pipelines, le programme de protection civile et d'intervention en cas d'urgence, de même que les programmes de sécurité et de protection de l'environnement.

Au cours de 2005, l'Office a poursuivi l'élaboration et l'implantation de son programme de vérification des systèmes de gestion, travail qui a consisté notamment à définir les processus de planification, les éléments nécessaires à la mise en œuvre du programme (p. ex., consignes de travail, descriptions d'emploi et besoins en formation), des mesures de rendement ainsi que des procédures d'auto-évaluation. L'objectif était d'améliorer de façon continue le programme de vérification de l'Office par l'analyse des résultats des vérifications antérieures et l'évaluation de la politique, des buts et objectifs, des processus et des procédures qui sous tendent le programme lui-même.

En 2005, l'ONÉ a effectué une nouvelle vérification, clos 13 vérifications menées antérieurement et réglé 214 constatations. Les sociétés qui ont fait l'objet d'une vérification déposent des plans d'action corrective (PAC) auprès de l'Office pour donner suite à chaque constatation formulée. Ce n'est qu'une fois que le PAC a été exécuté et contrôlé qu'une constatation peut être considérée officiellement comme réglée. Jusqu'à présent, les sociétés visées ont pris des mesures correctives pour remédier à plus des deux tiers des constatations découlant des vérifications, ce qui dénote que le programme de vérification et la procédure de suivi contribuent véritablement à l'atteinte du mandat de l'Office, qui est de protéger le public, les employés des sociétés et l'environnement.

Comme nous l'avons mentionné sous la rubrique *Points saillants des demandes présentées à l'Office*, les sociétés réglementées sont aussi soumises à des vérifications financières de l'Office. Au cours de leur examen des affaires financières d'une société, les vérificateurs peuvent aussi

aborder des questions environnementales ou de sécurité qui se rapportent à l'exploitation des installations.

Assurance intégrée de la conformité

À la fin de 2004, l'ONÉ a lancé le projet d'assurance intégrée de la conformité afin d'asseoir la coordination de ses processus de demande, de vérification et d'inspection sur une démarche de réglementation intelligente. Les premières étapes du projet consistaient à élaborer un cadre de programme et à améliorer sa capacité d'utiliser les données sur la conformité qui sont déjà recueillies. Ceci permettra à l'Office de mieux comprendre les enjeux et les tendances en matière d'environnement et de sécurité qui influent sur les installations réglementées et d'accroître la qualité des décisions fondées sur le risque qui sont prises dans le cadre de l'évaluation des demandes et de la planification des travaux d'assurance de la conformité (p. ex., inspections, vérifications).

INCIDENTS ET SITUATIONS D'URGENCE

Gestion des situations d'urgence

Lorsqu'une situation d'urgence survient, la principale fonction de l'ONÉ est de surveiller de quelle façon l'entreprise intervient pour la maîtriser, puis de s'assurer que toutes les mesures humainement possibles ont été prises pour protéger les employés, le public et l'environnement. De plus, l'ONÉ s'assure que les sociétés réglementées disposent de programmes efficaces de gestion des situations d'urgence permettant d'atténuer de manière adéquate tout effet néfaste d'une situation d'urgence.

Les sociétés réglementées sont tenues de soumettre à l'Office des versions courantes de leurs plans d'intervention d'urgence. En 2005, l'ONÉ a commencé à concevoir son propre programme de gestion des situations d'urgence, lequel définit les mesures qu'il prend pour se préparer à un éventuel incident ou cas d'urgence qui surviendrait dans des installations assujetties à la Loi sur l'ONÉ ou la LOPC, et comment il réagit dans une telle situation. Le nouveau programme sera en place en 2006.

L'Office encourage les sociétés pipelinières à simuler des interventions d'urgence sur maquette ou à tenir des exercices complets sur le terrain, et il y participe. En 2005, il a élargi ces activités en participant à quatre exercices visant des sociétés qui sont assujetties à la LOPC. Également en 2005, l'ONÉ est intervenu sur place dans sept situations d'urgence et a pris part à sept exercices, dont deux organisés par lui. Les exercices effectués sous la conduite de l'ONÉ visaient des activités de production dans l'Arctique et des pipelines en exploitation dans des régions populeuses de l'Ontario. Un des objectifs premiers des exercices était de développer des rapports de travail entre les intervenants de tous les ordres de gouvernement, avant qu'une urgence véritable se produise. Les exercices ont permis au personnel de l'ONÉ de dégager une foule de renseignements utiles sur les procédures d'intervention appliquées à l'ONÉ et de recueillir une rétroaction précieuse auprès des participants. Pour leur part, les participants étaient unanimes à dire que les exercices avaient eu une utilité concrète pour leurs organismes et qu'il y aurait lieu d'en tenir de façon régulière pour favoriser une compréhension commune des rôles de chacun.

Incidents

Certains événements doivent être signalés à l'ONÉ lorsqu'ils se produisent. On les désigne par le terme « incident ». Le signalement des incidents a pour but de fournir à l'ONÉ les renseignements nécessaires pour évaluer l'à-propos des mesures d'intervention prises par les sociétés dans des situations qui sont susceptibles d'avoir des conséquences néfastes du point de vue de la sécurité, de l'environnement et de la sûreté des installations. De plus, cela permet à l'ONÉ de faire enquête ou, s'il y a lieu, de prendre des mesures d'urgence. Si l'enquête révèle que des mesures correctives sont nécessaires, l'Office veille à ce que celles-ci soient prises, soit par la société en cause, soit par l'industrie dans son ensemble.

Les incidents suivants doivent obligatoirement être signalés à l'ONÉ dès qu'ils se produisent :

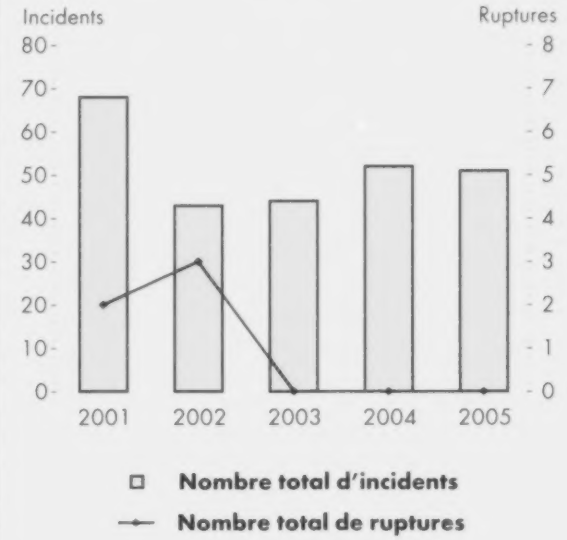
- un accident mortel ou une blessure grave;

- un effet environnemental négatif important;
- une explosion ou un incendie non intentionnel;
- le rejet non intentionnel ou non confiné de plus de 1 500 litres d'hydrocarbures à basse pression de vapeur;
- le rejet non intentionnel ou non contrôlé de gaz ou d'hydrocarbures à haute pression de vapeur;
- l'exploitation d'un pipeline au-delà de ses tolérances de conception déterminées selon les normes CSA Z662 et CSA Z276, ou des limites d'exploitation imposées par l'Office;
- dans une usine de traitement, tout événement qui a, ou pourrait avoir, un effet négatif important sur les biens matériels, l'environnement ou la sécurité des personnes.

En 2005, 50 incidents ont été signalés à l'ONÉ, comparativement à 52 en 2004 et 49 en 2003 (figure 15). Le nombre d'incidents signalés a légèrement augmenté au cours des dernières années, ce qui peut tenir aux efforts faits par l'Office pour s'assurer que les sociétés réglementées comprennent bien leurs obligations du point de vue du signalement des incidents. L'ONÉ est d'ailleurs en train de réviser les exigences de signalement afin d'obtenir que les sociétés s'y conforment encore mieux.

L'ONÉ s'est fixé un objectif de zéro en ce qui a trait aux ruptures sur les pipelines de son ressort. L'année 2005 est la troisième année consécutive où aucune rupture de pipeline ne s'est produite. Ce résultat peut être attribué à l'efficacité des programmes de gestion de l'intégrité (PGI) que les sociétés ont mis en œuvre au cours des dix dernières années. En 2005, l'Office a eu 15 rencontres avec des sociétés réglementées pour discuter de leurs PGI. L'ONÉ est la première régie en Amérique du Nord à exiger que les sociétés établissent un PGI de façon explicite, exigence qui a été imposée au moyen du RPT- 99. Depuis, les PGI ont été acceptés universellement par l'industrie pipelinière internationale.

FIGURE 15 : INCIDENTS PIPELINIERS ET RUPTURES DE 2001 À 2005



Le lecteur peut se renseigner sur les ruptures survenues depuis 1992 sur des pipelines réglementés par l'ONÉ en consultant le site Web de l'Office au http://www.neb one.gc.ca/safety/PipelineRuptureData/index_f.htm.

Dans les régions pionnières non assujetties à un accord de gestion conjointe, on a relevé 48 situations dangereuses, telles qu'elles sont définies dans le *Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)* pris aux termes de la partie II du *Code canadien du travail*, soit 14 de plus qu'en 2004. Trente-huit étaient des déversements dont le signalement était obligatoire, quatre, des défaillances d'équipement, et cinq, des blessures invalidantes. Il y avait eu seulement trois blessures invalidantes en 2004, mais à cause de l'augmentation proportionnelle du nombre d'heures travaillées entre 2004 et 2005, le taux de fréquence de blessures invalidantes est resté stable, s'établissant à 2,72 blessures par million d'heures travaillées en 2005.

Déversements et rejets

Quarante rejets d'hydrocarbures gazeux ou liquides ont été signalés en 2005, soit un peu plus que les 37 et 28 déversements et rejets signalés en 2004 et 2003, respectivement. En 2005, il y a eu 20 rejets de gaz naturel (n'importe quel volume de gaz corrosif ou non corrosif), 13 déversements de plus de 1 500 litres d'hydrocarbures liquides à basse pression de vapeur et 5 rejets d'hydrocarbures liquides à haute pression de vapeur, comme du propane ou des liquides de gaz naturel. Les deux autres incidents étaient des rejets de gaz acide et de soufre liquide. Quatre des rejets de gaz et deux des déversements d'hydrocarbures liquides survenus en 2005 ont été causés par une défaillance du corps de la canalisation. Les autres étaient attribuables à des fuites aux joints de tubes ou à l'orifice de réservoirs. Tous les déversements de liquides, sauf un, se sont produits dans les limites de la propriété de la société (p. ex., dans des stations de pompage ou des terminaux) ou sur des emprises pipelinières.

En 2005, deux déversements d'hydrocarbures de plus de 100 000 litres sont survenus dans des pipelines et des installations du ressort de l'ONÉ. Le premier s'est produit le 1er février 2005 lorsqu'une bride s'est desserrée au cours de la maintenance périodique d'un réservoir de stockage de 30 000 mètres cubes au terminal Edmonton d'Enbridge. Tout le pétrole brut qui s'est échappé durant cet incident (soit environ 950 mètres cubes) a été confiné grâce à la berme aménagée autour du réservoir, ce qui a réduit les dégâts dans l'environnement.

Le 15 juillet 2005, Terasen a repéré une fuite dans sa conduite de transfert d'hydrocarbures liquides de 508 mm de diamètre, entre son parc de stockage Sumas Mountain et la station de pompage Sumas Mountain située à Abbotsford (Colombie-Britannique). Un volume estimatif de 246 mètres cubes s'est répandu dans une zone humide locale et un ruisseau. En décembre 2005, le gros du travail de nettoyage du sol et de la surface de l'eau, y compris la désédimentation des eaux, était terminé. La société établit des plans concernant le rétablissement du site, ainsi que sa surveillance et gestion à long terme.

Lorsqu'un déversement d'hydrocarbures se produit, l'ONÉ effectue un suivi pour confirmer que les mesures correctives voulues sont prises pour assainir les lieux. L'ONÉ s'efforce actuellement de donner un caractère formel à ce processus et, à cette fin, il conçoit des outils qui lui permettront de suivre et de gérer les dossiers d'assainissement des lieux de déversement d'une manière plus méthodique et efficace.

Dans les régions pionnières non assujetties à un accord de gestion conjointe, le nombre de rejets à signaler a augmenté d'environ 15 %, passant de 33 en 2004 à 38 en 2005. Cette hausse peut s'expliquer par l'accroissement de 68 %, entre 2004 et 2005, du nombre d'heures signalées au titre des activités d'exploration et de production. Les incidents survenus en 2005 comprenaient un déversement d'hydrocarbures liquides de plus de 1 500 litres, 11 rejets d'autres liquides de plus de 1 500 litres, et un rejet de gaz corrosif.

Plaintes des propriétaires fonciers

Depuis avril 1999, l'Office assure le suivi des plaintes des propriétaires fonciers au sujet de l'environnement et du respect de leurs droits[5]. Son programme de règlement des plaintes des propriétaires fonciers a évolué au cours des six dernières années, en réponse à la rétroaction reçue de l'industrie et des propriétaires fonciers.

En 2005, l'Office a été saisi de 20 plaintes venant de propriétaires fonciers :

- trois des plaintes portaient sur la sécurité d'installations et d'activités réglementées par l'ONÉ et sur le respect des engagements pris et des exigences réglementaires;

5. La protection de[s] droits s'étend à toutes les activités menées par la société pendant la vie utile d'une installation réglementée par l'ONÉ, depuis les étapes préalables à la demande jusqu'à la cessation de l'exploitation. La signification des avis, la consultation, la possibilité d'être entendu par l'Office, l'accès à l'information, les communications, la remise en état des lieux, la sécurité et la protection de l'environnement sont au nombre des droits à considérer, mais la liste n'est pas exhaustive.

- douze plaintes concernaient la protection de l'environnement;

- cinq plaintes découlaient de préoccupations au sujet des droits des personnes touchées.

Sous la rubrique *Participation du public canadien*, le lecteur trouvera de plus amples renseignements sur le programme de règlement des plaintes des propriétaires fonciers, ainsi que les normes de service s'y rattachant, adoptées en 2005.

EXPERTISE TECHNIQUE

En vertu de son mandat, l'ONÉ est appelé à prodiguer des conseils techniques d'expert au Parlement et à d'autres ministères et organismes gouvernementaux dans le domaine de l'énergie. De plus, à la faveur de diverses tribunes, il fournit des renseignements et des conseils techniques à un large éventail d'organismes sur toutes sortes de questions touchant l'énergie et la réglementation.

En 2005, l'Office a accueilli des délégations étrangères et leur a présenté un aperçu du cadre réglementaire canadien. Ces rencontres ont favorisé l'échange de renseignements et ont aidé à façonner une perspective internationale sur les questions de réglementation. Parmi les délégations reçues par l'Office figuraient :

- la mission MHI-Nippon-Itochu (septembre 2005);

- la délégation Unipec/Sinopec (août 2005).

L'Office trouve important de diffuser ses connaissances spécialisées à l'échelle nationale et internationale. C'est pourquoi il participe, à titre d'organisateur et de conférencier, à plusieurs grandes rencontres de l'industrie, dont les suivantes :

- la conférence internationale sur les pipelines (qui se tient aux deux ans et dont la prochaine aura lieu en septembre 2006);

- l'atelier de Banff sur les pipelines (le dernier a eu lieu en avril 2005);

- le forum sur les accidents pipeliniers de la Commission économique des Nations Unies pour l'Europe (le dernier a eu lieu à Berlin en juin 2005);

- la conférence de Rio sur les pipelines (la dernière a eu lieu en octobre 2005);

- le forum biennal sur la norme Z662 de la CSA (tenu à Calgary en novembre 2005).

L'ONÉ assure la coprésidence du comité organisateur et du comité technique qui préparent la conférence internationale sur les pipelines qui se déroulera à Calgary en septembre 2006. Il participe également aux travaux de la Division des réseaux pipeliniers de l'American Society of Mechanical Engineers, organisme international voué à la dissémination de la technologie pipelinière partout dans le monde.

Les normes canadiennes pertinentes sont incorporées par renvoi dans les règlements de l'Office. Ce dernier participe activement aux travaux de comités ayant trait à la norme CSA Z662, qui porte sur les réseaux de canalisations de pétrole et de gaz, la norme CSA Z276 visant le gaz naturel liquéfié, la norme CSA B51concernant l'équipement sous pression et la norme ISO/TC 67 intitulée : Matériel, équipement et structures en mer pour les industries pétrolière, pétrochimique et du gaz naturel.

L'ONÉ possède une expertise variée qu'il applique dans de nombreuses facettes de son travail. En 2005, par exemple, le personnel de l'Office a mis à profit sa connaissance experte en matière de sites contaminés pour évaluer l'avancement des travaux d'assainissement et de remise en état consécutifs à la cessation de l'exploitation, en 1996, des installations et du pipeline de la société Yukon Pipelines Ltd. et il a collaboré avec la société concernée et d'autres régies afin d'assurer le rétablissement réussi des sites touchés.

Recherche et développement

La recherche et le développement dans le secteur pipelinier a une portée internationale. L'Office suit ces activités de près par sa participation aux travaux d'organismes comme le Groupe interministériel de recherche et d'exploitation énergétiques de RNCan et le Comité consultatif technique sur les matériaux du Centre de la technologie de l'énergie de CANMET, établi à Ottawa, et grâce à ses échanges avec la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (auparavant l'Office of Pipeline Safety) des États-Unis.

Le Fonds pour l'étude de l'environnement (FÉE) finance des projets de recherche d'ordre environnemental et social associés aux processus décisionnels dans les domaines de l'exploration, de la mise en valeur et de la production des hydrocarbures des régions pionnières non assujetties à des accords de gestion conjointe. L'ONÉ préside le Conseil de gestion du FÉE et lui fournit des ressources techniques et financières. Le Conseil est composé de représentants de l'industrie, des gouvernements et du grand public. En 2005, le Conseil de gestion a approuvé 23 nouvelles études, a continué de financer des études approuvées antérieurement et a participé à l'actualisation de la norme de la CSA sur les structures extracôtières. Les rapports du FÉE peuvent être commandés sur son site Web au www.esrfunds.org.

EFFICIENCE ÉCONOMIQUE

« Les Canadiens et Canadiennes profitent d'une infrastructure énergétique efficiente. »

Un des buts généraux de l'ONÉ est de procurer des bienfaits à la population canadienne en favorisant une infrastructure et des marchés énergétiques efficients. Le programme de réglementation économique de l'Office comporte trois grands volets :

- une infrastructure efficiente pour le transport de l'énergie;
- des marchés énergétiques avertis et efficients;
- des processus réglementaires efficaces et efficients.

INFRASTRUCTURE EFFICIENTE POUR LE TRANSPORT DE L'ÉNERGIE

L'Office exerce une incidence sur le réseau de transport de l'énergie par les décisions et les ordonnances qu'il rend au sujet des installations et des droits pipeliniers ainsi que des lignes internationales de transport de l'électricité. En ce qui touche l'infrastructure pipelinière, l'Office se sert de trois critères de mesure pour évaluer le fonctionnement du réseau de transport de l'énergie, à savoir :

- le caractère suffisant de l'infrastructure pipelinière;
- la satisfaction des expéditeurs à l'égard des services;
- la capacité des sociétés pipelinières d'attirer des capitaux suffisants pour assurer l'entretien et le financement de leurs réseaux.

L'Office surveille les marchés du transport pour voir comment la capacité pipelinière est utilisée et si elle est suffisante, y compris la mesure où on a recours à une répartition de la capacité sur les principaux oléoducs. Le bon fonctionnement des marchés de l'énergie est tributaire de la capacité de transporter le pétrole brut, les produits raffinés, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel des régions productrices vers les régions consommatrices. Lorsque la capacité est suffisante, les prix sont « reliés » et les écarts de prix sont égaux, sinon inférieurs, au coût du transport entre les points de production et les points de consommation.

Pétrole brut

Dans le cas des oléoducs, la capacité pipelinière est insuffisante lorsque les expéditeurs commandent l'expédition de quantités de pétrole ou de produits pétroliers supérieures à ce que l'oléoduc peut transporter. Habituellement, la capacité disponible est alors répartie entre tous les expéditeurs ayant commandé de la capacité.

En 2005, le réseau d'Enbridge a fonctionné à environ 74 % de sa capacité totale, son débit réel s'établissant en moyenne à 215 900 m^3/j (figure 19). La capacité globale du réseau était suffisante, mais la croissance des approvisionnements en

brut lourd a entraîné des contraintes de capacité pour l'acheminement de ce produit. Étant donné que les expéditions de brut léger étaient en baisse, Enbridge a procédé, en novembre, à un échange de service entre les canalisations 2 et 3. Cette mesure ajoute 39 000 m^3/j à la capacité de transport de pétrole lourd grâce à l'affectation de la canalisation 3 au pétrole lourd plutôt qu'au pétrole léger et, vice versa, réduit la capacité de transport de brut léger de 18 400 m^3/j en raison de l'affectation de la canalisation 2 au pétrole léger plutôt qu'au pétrole lourd. La canalisation 9[6] d'Enbridge a fonctionné à 80 % de sa capacité, en moyenne, tout au long de l'année, avec une certaine répartition de la capacité au début de l'exercice.

Au premier trimestre de 2005, Enbridge a déposé deux demandes pour solliciter l'autorisation de percevoir des droits aux fins du financement de deux projets d'inversion de pipelines prévus aux États-Unis. Ces projets permettent d'étendre le service de transport de pétrole à de nouveaux marchés au sud de Chicago et sur la côte américaine du golfe du Mexique, respectivement, et aideront les producteurs canadiens à commercialiser les approvisionnements croissants en pétrole brut lourd. La rubrique *Points saillants des demandes* présentées à l'Office fournit plus de précisions sur ces projets.

Le réseau pipelinier de Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. (TPTM) a fonctionné pour sa part à environ 95 % de sa capacité, qui se chiffre à 35 750 m^3/j pour le brut lourd et le brut léger combinés. Si l'on mesure le débit strictement au regard de la capacité nominale de transport de pétrole brut léger (figure 16), le réseau de TPTM a fonctionné à 78 % de sa capacité. Toutefois, le nombre accru d'expéditions de brut plus lourd a réduit la capacité disponible pour le transport de brut léger et entraîné une répartition de cette dernière. En 2005, l'Office a autorisé un agrandissement qui ajoutera 5 560 m^3/j de capacité dans le réseau de TPTM, ce qui aidera sans doute à résorber le problème de répartition. Le lecteur trouvera plus de précisions à ce sujet sous la rubrique *Points saillants des demandes présentées à l'Office*.

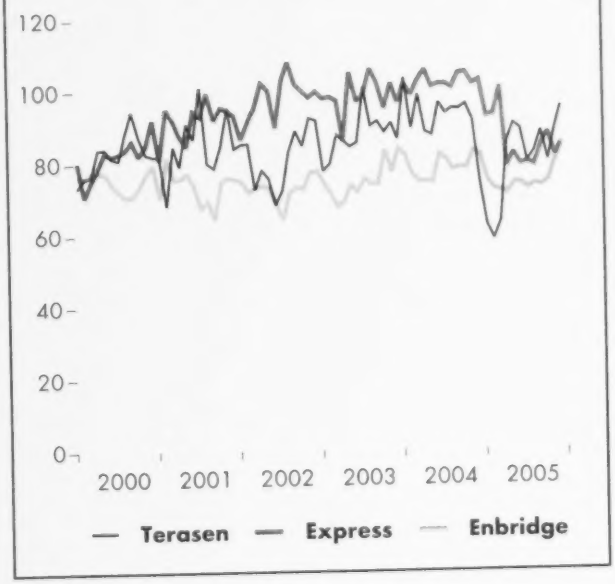
Express Pipeline Ltd. a achevé son projet d'accroissement de la capacité en avril 2005, faisant passer la capacité du réseau de 17 500 m^3/j à 44 800 m^3/j. Suite à cet agrandissement, la canalisation a fonctionné, en moyenne, à 85 % de sa capacité.

L'intérêt pour la mise en valeur des sables bitumineux a continué de grandir en 2005, laissant présager un essor de la production de pétrole non classique provenant de cette ressource. Par conséquent, l'ONÉ s'attend à recevoir d'autres demandes d'agrandissement d'oléoducs visant à répondre à une hausse des approvisionnements et à éviter un éventuel « décrochage » des prix du pétrole.

Gaz naturel

Contrairement au pétrole, la production de gaz naturel est demeurée assez constante depuis 2001, tandis que la consommation albertaine de gaz naturel a continué d'augmenter. Il s'ensuit que la capacité des gazoducs

FIGURE 16 : UTILISATION DE LA CAPACITÉ DES OLÉODUCS



6. Transporte le pétrole brut de Montréal (Québec) à Sarnia (Ontario).

qui acheminent le gaz naturel du BSOC aux marchés canadiens et américains a été généralement suffisante.

La figure 17 montre l'écart de base – soit l'écart entre les prix du gaz entre la frontière de l'Alberta et le point de livraison à Dawn, dans le sud ouest de l'Ontario, comparativement au droit exigé par TransCanada PipeLines, le plus important réseau de transport de gaz naturel au Canada, pour le service garanti entre ces deux points, coût du combustible compris. Le fait que l'écart de prix soit habituellement inférieur au droit du service garanti prouve que la capacité de transport est suffisante. L'Office suit les écarts de prix dans d'autres couloirs pipeliniers canadiens, à l'aide de schémas semblables, et il est convaincu qu'il existe généralement une capacité de transport de gaz suffisante.

Électricité

La présence d'installations adéquates de transport d'électricité est nécessaire au bon fonctionnement des marchés de l'électricité, car elle permet l'accès à de multiples moyens de production, favorise le commerce interrégional et rehausse la fiabilité. Comme le montre le pourcentage d'utilisation du réseau (figure 18), la capacité de l'infrastructure de transport canadienne a été suffisante ces dernières années pour permettre les importations et exportations d'électricité. En 2005, l'Office a été saisi de deux nouvelles demandes concernant le réseau de transport d'électricité, lesquelles sont décrites plus en détail sous la rubrique *Points saillants des demandes présentées à l'Office.*

Sondage sur les services liés aux pipelines

En février 2005, l'ONÉ a mené un sondage auprès des expéditeurs se prévalant des services de transport de dix grandes sociétés pipelinières qu'il réglemente. Le sondage visait à jauger leur degré de satisfaction à l'égard des services pipeliniers qu'ils reçoivent et à recueillir leurs avis sur la façon dont l'Office remplit son rôle pour ce qui est de créer un contexte de réglementation économique propice. En mai 2005, l'Office a publié un résumé des résultats globaux du sondage, incluant la moyenne de l'industrie et la répartition des réponses pour chaque question, ainsi qu'un sommaire des grands thèmes qui se

FIGURE 17 : ÉCARTS ENTRE LES PRIX DU PRODUIT (EN $/GIGAJOULE)

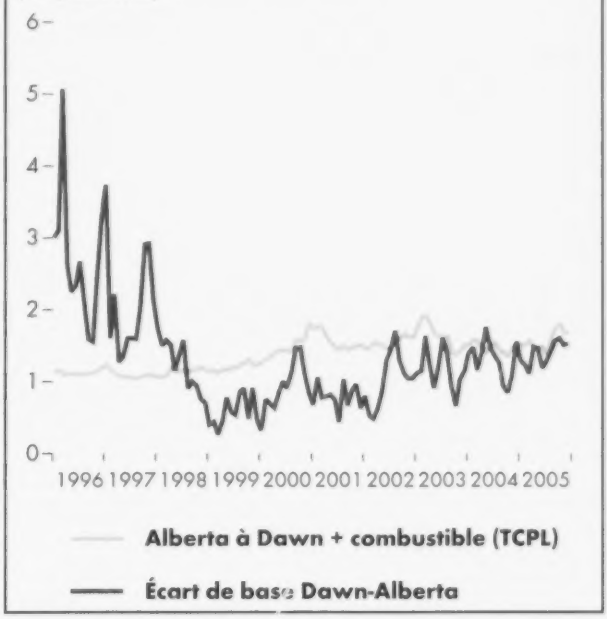
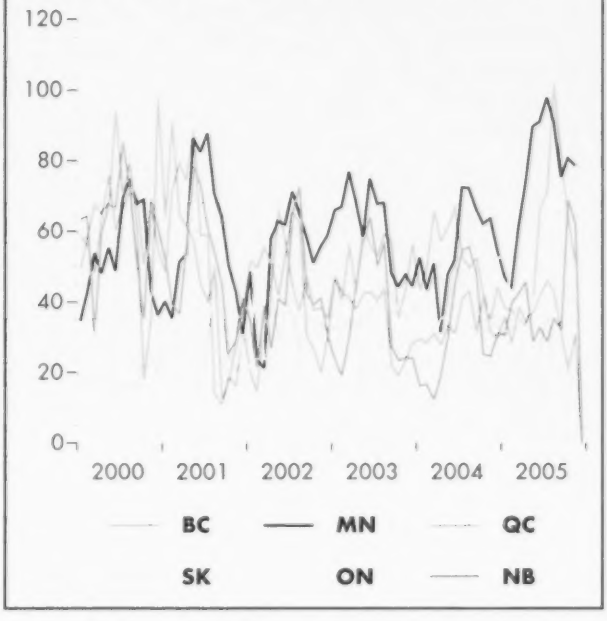


FIGURE 18 : COMPARAISON ENTRE L'UTILISATION DU RÉSEAU ET LA CAPACITÉ AFFECTÉE AUX EXPORTATIONS ET IMPORTATIONS (EN POURCENTAGE)



dégageaient des réponses. On peut consulter le sondage à l'adresse suivante : www.neb-one.gc.ca/Publications/SurveyResults/PipelineServicesSurveyMay2005_f.htm.

Voici les principales constatations découlant du sondage :

- dans l'ensemble, les expéditeurs sont raisonnablement satisfaits des services qu'ils obtiennent des sociétés pipelinières et de l'ONÉ;
- la fiabilité de l'exploitation matérielle a reçu la cote la plus élevée de toutes les cotes données en réponse au sondage;
- le caractère concurrentiel des droits a obtenu la cote plus basse.

En outre, dans son rapport intitulé *Le réseau canadien de transport d'hydrocarbures - Évaluation du réseau de transport*, publié en août 2005, l'Office a conclu que les sociétés pipelinières qu'il réglemente sont financièrement saines. Tout en reconnaissant que les pipelinières n'ont pas eu à mobiliser de gros montants de capitaux au cours des dernières années, le rapport indique que, d'après le sondage effectué auprès de la communauté financière, cette dernière estime que les sociétés pipelinières, à l'heure actuelle, ne devraient avoir aucune difficulté à réunir des fonds pour entretenir leurs réseaux ou pour financer la plupart de leurs grands projets éventuels.

Dans l'ensemble, selon les résultats du sondage, le réseau de transport d'hydrocarbures a très bien fonctionné en 2005, ayant permis de livrer en toute fiabilité pour plus de 100 milliards de dollars de pétrole brut, de produits pétroliers, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel aux consommateurs canadiens et aux marchés d'exportation.

MARCHÉS ÉNERGÉTIQUES AVERTIS ET EFFICIENTS

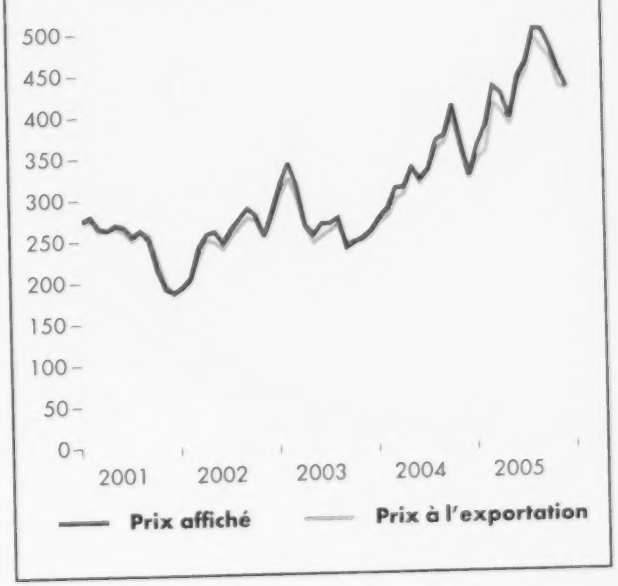
Pour que les marchés fonctionnent bien, il est indispensable que les intervenants du marché aient accès à des renseignements fiables et impartiaux. L'Office s'efforce de soutenir le marché en publiant des données et des analyses sur une large gamme de sujets, dont les volumes et les prix des exportations d'énergie; les faits nouveaux sur les marchés du gaz naturel, du pétrole et de l'électricité; l'évaluation de l'offre et de la productibilité future de gaz naturel et de pétrole; et, de temps à autre, les perspectives à long terme concernant l'avenir énergétique du Canada.

L'Office surveille constamment les marchés énergétiques pour s'assurer que les consommateurs canadiens ont accès à du pétrole, du gaz naturel et de l'électricité produits au pays à des conditions comparables à celles dont jouissent les acheteurs de l'étranger.

Pétrole brut

En 2005, le marché du pétrole brut a fonctionné de telle sorte que la population canadienne a eu accès au pétrole brut canadien à des conditions au moins aussi favorables que celles offertes aux clients à l'exportation (figure 19).

FIGURE 19 : PRIX À L'EXPORTATION ET PRIX AFFICHÉ À EDMONTON DU PÉTROLE BRUT LÉGER (EN $/M³)



Gaz naturel

En 2005, les prix intérieurs du gaz naturel à AECO-C, principal point d'établissement des prix du gaz naturel en Alberta (majorés des frais de transport de ce gaz jusqu'à la frontière de l'Alberta) ont généralement été égaux ou inférieurs aux prix équivalents pratiqués aux points d'exportation dans l'Est du Canada (minorés des frais de transport à partir de la frontière albertaine) (figure 20). Ceci confirme que les Canadiens ne paient pas davantage que les clients à l'exportation pour le gaz acheté en Alberta et témoigne de l'efficience économique du marché du gaz naturel.

En raison du nombre relativement restreint d'acheteurs et de vendeurs sur les marchés gaziers de la Colombie-Britannique et des Maritimes, il est plus difficile de surveiller si les prix sur le marché intérieur et les prix à l'exportation s'équivalent. L'Office continue de suivre les prix et de surveiller les marchés pour s'assurer de leur efficience économique.

Électricité

L'Office surveille aussi les marchés de l'électricité, bien que cela présente certains défis en raison de leur caractère régional et de leur structure de fonctionnement. On sait toutefois que les tarifs résidentiels au Canada sont en règle générale bien inférieurs à ceux que l'on retrouve dans des villes américaines voisines.

Rapports sur les marchés de l'énergie

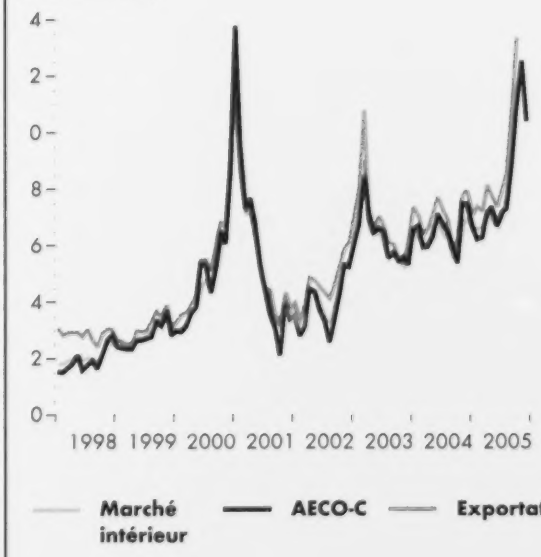
Pour s'acquitter de son rôle de surveiller les marchés de l'énergie et de diffuser des renseignements qui aident les Canadiens et les producteurs à prendre des décisions éclairées, l'Office produit un éventail de publications et de rapports statistiques qui examinent les principaux produits énergétiques, notamment le pétrole, le gaz naturel, les liquides de gaz naturel et l'électricité. S'il y a lieu, l'Office inclut dans ces analyses des recommandations à l'intention des décideurs sur des sujets pertinents. L'Office veille à obtenir l'apport des parties prenantes et du public pour développer et améliorer son programme permanent d'évaluations du marché de l'énergie (ÉMÉ). Les ÉMÉ suivantes ont paru en 2005 :

- *Perspectives du marché de l'électricité, 2005-2006* – Cette ÉMÉ examine et analyse des facteurs tels que la production, la demande, les prix, l'ajout d'infrastructures ainsi que les échanges interrégionaux et internationaux sur le marché de l'électricité. Elle renferme aussi des renseignements à jour sur la restructuration du secteur canadien de l'électricité et traite des enjeux susceptibles d'avoir des effets à long terme sur celui-ci.

- *Perspectives à court terme de la production de pétrole brut au Canada jusqu'en 2006* – Cette ÉMÉ présente des perspectives sur 18 mois à l'égard des prix, de l'offre et des marchés pour le pétrole brut et les produits pétroliers canadiens, et met en relief les faits nouveaux récents ainsi que les occasions et les contraintes pouvant exister dans l'industrie du pétrole.

- *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2005-2007* – Cette ÉMÉ présente les estimations de productibilité de l'ONÉ pour les deux années à

FIGURE 20 : PRIX DU GAZ DESTINÉ AUX MARCHÉS INTÉRIEUR ET D'EXPORTATION DE L'EST - FRONTIÈRE DE L'ALBERTA (EN $/GIGAJOULE)



venir. La production de gaz classique dans l'Ouest canadien devrait un peu régresser, mais ce recul sera sans doute neutralisé par l'accroissement de la production de GNC. Les perspectives de productibilité pour le gaz naturel de la côte Est restent stables jusqu'en 2007, moment où un ajout de compression devrait hausser la production. Dans l'ensemble, il est prévu que la productibilité canadienne de gaz augmentera d'environ 3 % au cours de la période visée par le rapport.

- *Perspectives à court terme du gaz naturel et des liquides de gaz naturel jusqu'en 2006* – Il s'agit de la première ÉMÉ à présenter une analyse et des perspectives à court terme à la fois pour le gaz naturel et les LGN. Il ressort du rapport que les Canadiens devront composer avec des prix du gaz naturel élevés et volatils pendant toute la période de prévision. S'il est vrai que les prix élevés du gaz ont avantagé la croissance de l'économie canadienne, ils représentent cependant un coût plus élevé pour les consommateurs et pour le secteur industriel, y compris l'industrie d'extraction des LGN et le secteur pétrochimique.

- *Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta* (étude réalisée conjointement avec l'EUB de l'Alberta) – Les estimations du potentiel total de gaz classique commercialisable fournies dans ce rapport s'appuient sur une meilleure compréhension de la géologie de la province acquise grâce à l'expansion des travaux de forage (qui ont augmenté de près de 25 %) depuis l'année de base sur laquelle portait la dernière étude de l'ONÉ.

- *Le réseau canadien de transport d'hydrocarbures - Évaluation du réseau de transport* – Ce rapport évalue le fonctionnement actuel du réseau canadien de transport d'hydrocarbures et définit le cadre dont l'Office s'inspirera à l'avenir pour mener d'autres évaluations du genre.

PROCESSUS RÉGLEMENTAIRES EFFICACES ET EFFICIENTS

L'ONÉ rend possible le développement responsable de l'infrastructure en fournissant des processus réglementaires souples et efficients. Il s'efforce d'offrir un régime de réglementation transparent et prévisible, conforme à la stratégie de réglementation intelligente du gouvernement fédéral et à son propre engagement d'exercer une réglementation axée sur les buts. De plus, l'Office tient à collaborer avec d'autres organismes de réglementation afin d'harmoniser et de rationaliser les processus. Il sollicite la rétroaction des parties prenantes pour être en mesure de produire des résultats à la fois équitables et opportuns.

En 2005, l'Office a pris les moyens suivants pour continuer d'appliquer les préceptes de la réglementation intelligente :

- il a poursuivi sa démarche de réglementation axée sur les buts;

- il a traité les demandes avec efficience et efficacité, tout en s'acquittant diligemment de sa responsabilité de protéger l'intérêt public;

- il a fait participer le public canadien à divers forums, tant pour l'élaboration de règlements que pour le suivi des marchés de l'énergie;

- il a revu ses processus, engagé un dialogue avec les parties prenantes, précisé ses attentes et adopté de nouvelles approches, en plus de se préparer à l'examen de demandes d'approbation de grands projets;

- il a fourni des outils (tels que les mécanismes appropriés de règlement des différends) pour permettre aux parties de résoudre les conflits en dehors d'audiences et d'instances judiciaires;

- il a négocié l'harmonisation des processus réglementaires avec d'autres organismes afin de réduire le double emploi au minimum.

Normes de service

Selon la philosophie actuelle de gestion axée sur les résultats, les normes de service constituent un outil indispensable pour instaurer des services centrés sur les citoyens dans les organisations. En 2005, l'ONÉ a mis au point et publié des normes de service (que l'on peut consulter au www.neb-one.gc.ca/publications/servicestandards_f.pdf) à l'égard de plusieurs de ses fonctions réglementaires et des services connexes de telle sorte que les clients sachent ce qu'ils peuvent attendre de lui. Ces normes de service précisent des délais cibles de prestation dans les domaines suivants :

- publication des décisions découlant des audiences – 80 % des Motifs de décision de l'Office seront prêts au plus 12 semaines après la fin de l'audience publique;
- autorisation des exportations de pétrole, de gaz et de liquides de gaz naturel, et des importations de gaz naturel – deux jours ouvrables;
- demandes de permis d'exportation d'électricité – 80 % des demandes traitées dans un délai de 75 jours;
- demandes relevant de la LOPC et de la LFH – l'Office rendra une décision dans les 90 jours civils suivant l'obtention de toute l'information nécessaire pour commencer l'évaluation;
- vérifications en vertu du RPT-99 et vérifications financières – dans 80 % des cas, les rapports de vérification provisoires seront communiqués à la société visée dans un délai de huit semaines après la fin des travaux sur place;
- plaintes de propriétaires fonciers – 80 % des plaintes seront réglées dans les 60 jours suivant la réception de la plainte initiale (sous réserve de la complexité de la plainte);
- traitement des demandes sans audience présentées aux termes de l'article 58 – une catégorie sera attribuée à la demande, selon son degré de complexité, et le délai estimatif de communication de la décision (dans le cas de 80 % de toutes les demandes) variera de 40 jours civils pour les demandes peu complexes à 120 jours civils pour les demandes de grande complexité.

De plus, une norme de service de 10 jours ouvrables a été fixée comme délai de réponse à la correspondance de caractère général et une norme générale de un jour ouvrable a été établie quant au délai de réponse aux demandes faites à la bibliothèque de l'Office.

En janvier 2005, l'Office a défini trois catégories de normes de service à l'égard des demandes sans audience présentées aux termes de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ. Ces catégories reflètent le degré de complexité des demandes. Dans l'intérêt d'une plus grande certitude réglementaire, l'Office informe le demandeur, dans les 10 jours suivant le dépôt de la demande, de la catégorie attribuée à la demande et de la date prévue de communication de la décision de l'Office. En 2005, les résultats suivants ont été obtenus dans l'application des nouvelles normes de service (tableau 10).

L'Office n'a pas atteint l'objectif de 80 % dans le cas des demandes de catégorie A à cause de contraintes sur le plan des ressources et de la nécessité de former de nouveaux employés. Cependant, il a maintenu un délai de traitement moyen de 34 jours pour cette catégorie de demandes. Les demandeurs ont fort bien accueilli la mise en œuvre des nouvelles normes de service.

TABLEAU 10 : NORMES DE SERVICE VISANT LES DEMANDES SANS AUDIENCE PRÉSENTÉES AUX TERMES DE L'ARTICLE 58

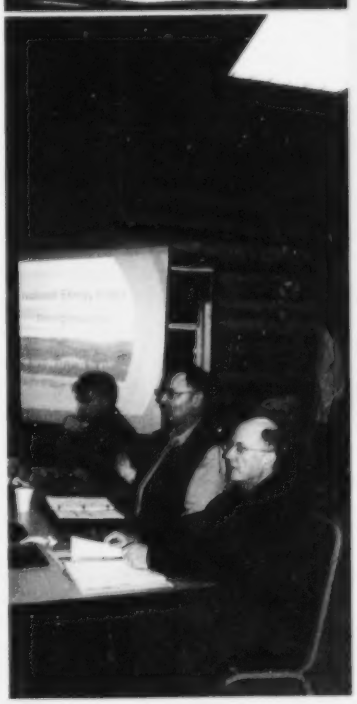
Catégorie	Description de la catégorie	Norme de service	N[bre] de demandes en 2005	Résultats obtenus	Délai de traitement moyen
A	Questions de faible complexité ne mettant pas en jeu les intérêts de tiers	80 % des demandes réglées dans un délai de 40 jours civils	13	77 % des demandes ont été réglées dans un délai de 40 jours civils	34
B	Questions de complexité moyenne pouvant mettre en jeu les intérêts de tiers	80 % des demandes réglées dans un délai de 90 jours civils	42	86 % des demandes ont été réglées dans un délai de 90 jours civils	69
C	Questions de grande complexité qui mettent probablement en jeu les intérêts de tiers	80 % des demandes réglées dans un délai de 120 jours civils	1	86 % des demandes ont été réglées dans un délai de 120 jours civils	120

PARTICIPATION DU PUBLIC CANADIEN

La participation du public rehausse la capacité de l'Office de rendre des décisions qui vont dans le sens de l'intérêt public. Au cours de la dernière année, l'Office s'est attaché à multiplier et à améliorer les possibilités de participation offertes au public dans les différentes régions canadiennes, autant dans le contexte de l'examen des demandes et de l'élaboration de la réglementation, que pour la préparation des études sur l'énergie et le suivi des nouveaux enjeux. Parce qu'il tient à disposer des meilleurs renseignements possibles pour prendre des décisions conformes à l'intérêt public et parce que la population s'attend de plus en plus à être informée des questions qui la touchent et à pouvoir se prononcer à leur sujet, l'Office continue de raffiner ses modes de fonctionnement afin de répondre aux besoins de participation du public.

« L'ONÉ s'acquitte de son mandat tout en favorisant une participation efficace du public. »

À l'ONÉ, la participation publique prend des formes variées, telles qu'échanger de l'information sur les dossiers dont traite l'Office, intéresser les parties prenantes à la révision des règlements et des lignes directrices, ou encore résoudre les conflits qui opposent les sociétés réglementées et les propriétaires fonciers ou d'autres parties. En 2005, l'Office a lancé un projet qui consiste à revoir et actualiser ses objectifs concernant la participation du public et des populations autochtones, et à concevoir un cadre pour évaluer les résultats des efforts faits à ce chapitre. Le cadre d'évaluation sera parachevé en 2006 et constituera un outil de première importance pour aider l'Office à faire en sorte que ses efforts de promotion de la participation répondent aux besoins des parties prenantes et contribuent à l'obtention de résultats conformes à l'intérêt public.



MESURES PROACTIVES POUR PROMOUVOIR LA PARTICIPATION

Développer des approches de la participation

En novembre 2005, des représentants de l'ONÉ se sont rendus dans le centre-nord de la Colombie-Britannique pour y tenir des assemblées portes ouvertes et communiquer de l'information sur le mandat de l'Office et son processus d'audience. L'Office tenait à ce que ces séances d'information aient lieu avant le dépôt d'une demande quelconque concernant un pipeline ou des installations. L'Office a également choisi ce moment en réponse aux commentaires des parties prenantes, qui lui ont fait savoir qu'elles seraient mieux en mesure de participer véritablement à des audiences si elles avaient une meilleure connaissance de l'Office et de ses processus avant que l'audience ait lieu.

En décembre, l'Office a organisé dans plusieurs localités des Territoires du Nord-Ouest une conférence de planification de l'audience portant sur le projet gazier Mackenzie. Cette conférence avait pour but de recueillir les points de vue des gens au sujet du calendrier provisoire de l'audience, ainsi que leurs commentaires sur l'ensemble du processus d'audience.

En étant sensibilisé à la façon dont le public peut et veut prendre part à ses activités, l'Office est en mesure de proposer des modes de participation efficaces. Au cours de 2005, l'Office a sollicité la rétroaction des parties prenantes dans le cadre de plusieurs initiatives, dont la conception d'un règlement axé sur les buts concernant le forage et la production, la modification de la réglementation des activités d'exploitation et d'entretien visant les installations réglementées par l'ONÉ et la révision du régime de recouvrement des frais auprès du secteur de l'électricité. De plus, l'Office a invité les parties prenantes à indiquer de quelle façon elles souhaiteraient lui communiquer des commentaires. L'expérience enseigne que les participants, d'une manière générale, aiment avoir la possibilité de présenter leurs vues au personnel de l'Office dans un cadre relativement informel et que le personnel lui-même trouve que les rencontres face à face avec les parties sont particulièrement utiles pour bien saisir les préoccupations de leurs interlocuteurs et constituent un bon moyen d'obtenir leurs points de vue sur des questions de procédés.

En vertu de son mandat, l'ONÉ est appelé à prodiguer des conseils techniques d'expert au Parlement et à d'autres ministères et organismes gouvernementaux sur les questions énergétiques. La comparution de l'Office, en février 2005, devant le Comité permanent du Parlement de l'environnement et du développement durable, qui examinait la mise en œuvre du Protocole de Kyoto au Canada, en est un exemple. L'allocution présentée par l'Office figure dans son site Web à l'adresse suivante : www.neb-one.gc.ca/newsroom/Speeches/2005/RSClimateChangeKyotoProtocolSCESD2005_02_24_f.htm.

Cette année, l'ONÉ a continué d'adapter et de raffiner les outils dont il se sert pour améliorer la participation du public à ses processus. Pour appuyer cette démarche, il a invité des employés à l'échelle de l'organisation à suivre de la formation pour perfectionner leurs aptitudes à diriger des séances de groupe efficaces et productives.

Miser sur la collaboration – Formules de rechange

Au cours de la dernière année, l'ONÉ a eu beaucoup de succès dans l'utilisation de formules de rechange (c'est-à-dire de solutions de rechange aux audiences) pour aider les parties à cerner les problèmes et régler les différends qui les opposent. L'Office se rend compte que des modes de participation de nature moins formelle (comme des rencontres personnelles) réduisent les délais de traitement et que le fait d'avoir des entretiens avec les parties prenantes en dehors du processus d'audience, ou avant qu'il débute, offre de meilleures chances d'engendrer de nouvelles perspectives et d'amener les parties à s'entendre. La nouvelle équipe chargée de l'application des mécanismes appropriés de règlement des différends (MRD) à l'ONÉ continue d'appuyer la résolution des questions foncières en instance, de faire mieux connaître les approches collaboratives, de renforcer la capacité interne en matière de MRD et de mettre en œuvre son cadre d'évaluation pour s'assurer que les services qu'elle offre évoluent au fur et à mesure des besoins des parties prenantes de l'Office.

Les services collaboratifs que l'ONÉ a offerts à l'occasion de conférences, d'ateliers et d'autres rencontres en 2005 ont toujours suscité une réaction positive. Le personnel comme les parties externes apprécient l'efficience de réunions bien planifiées et animées par des facilitateurs, et des employés compétents sont de plus en plus en demande pour planifier et animer des rencontres et des ateliers portant sur tous genres de sujets. En 2005, les membres de l'équipe des MRD ont animé ou co animé des séances dans le cadre de plusieurs ateliers et conférences, afin d'aider les participants à circonscrire leurs objectifs et élaborer des démarches appropriées, ainsi que pour susciter la participation des auditoires. À titre d'exemple, l'équipe a animé l'atelier sur la sécurité du GNL tenu à Montréal, lequel a permis aux régies et aux représentants officiels présents de mieux comprendre les enjeux et les intérêts dans ce domaine.

Rehausser la participation des Autochtones

Pour accroître la capacité de l'Office d'engager la participation des populations autochtones, l'équipe de promotion de la participation des Autochtones a organisé plusieurs initiatives dans le courant de l'année, dont des séances de sensibilisation aux différences culturelles qui étaient offertes à tout le personnel; la publication de fiches d'information périodiques sur l'histoire des peuples autochtones, destinées aux employés de l'ONÉ; l'amélioration de la base de données sur les profils de collectivités; la célébration de la Semaine de sensibilisation aux cultures autochtones; et la prestation de services de conseil à l'égard de projets pouvant soulever des questions d'intérêt pour les Autochtones.

En 2005, l'ONÉ a lancé un projet de recherche sur la participation des populations du Nord dans le but de perfectionner son approche de la participation publique en la rendant plus réceptive, en améliorant le partage de l'information et en rehaussant la contribution des parties prenantes.

COMPRENDRE LES BESOINS DU PUBLIC EN MATIÈRE DE PARTICIPATION

L'ONÉ est en mesure de proposer des modes de participation efficaces parce qu'il prend le temps de comprendre comment les membres du public souhaitent participer à ses activités. Au fil des sondages et des rencontres, et grâce à un dialogue suivi, il en arrive à une meilleure compréhension des besoins des parties prenantes.

Rétroaction au moyen de sondages

Sondage sur le site Web

L'ONÉ a mené un sondage en avril 2005 pour recueillir des avis en prévision de la restructuration de son site Web. Le sondage a été affiché dans le site de l'Office pendant trois semaines et les questions portaient, entre autres, sur les motifs de consultation du site, la lisibilité et la fiabilité du contenu, la navigabilité et l'attrait visuel. À l'aide des résultats du sondage, de groupes de discussion internes, d'un sondage téléphonique et d'une séance d'atelier, l'Office a tenté de cerner les besoins des usagers du site de l'ONÉ et a jeté les bases d'un projet de restructuration du site qui se poursuivra en 2006.

Sondages postérieurs aux audiences

L'Office a tenu six audiences publiques en 2005. Trois d'entre elles étaient des audiences par voie de mémoires, et les trois autres étaient des audiences orales. Selon la rétroaction obtenue, tous les participants étaient d'accord ou entièrement d'accord avec l'énoncé « Dans l'ensemble, j'ai été satisfait(e) de mes contacts avec l'ONÉ. »

Visites des membres de l'Office

En décembre 2005, des membres de l'Office se sont rendus dans les provinces Maritimes pour rencontrer plus d'une douzaines de parties représentant des intérêts divers. Au cours d'une période de cinq jours, l'Office a eu des entretiens avec des groupes autochtones, des sociétés réglementées, des groupes d'intérêts, les représentants de ministères gouvernementaux et les régies provinciales.

Ces rencontres se voulaient une occasion informelle d'échanger sur des questions d'intérêt mutuel. Au nombre des sujets abordés figuraient : la participation efficace du public et ce qu'elle comporte, les possibilités de coopération réglementaire entre les organismes fédéraux et provinciaux, et la nature des rôles et attributions de l'Office, et comment il s'en acquitte.

L'Office a été satisfait des échanges survenus. Pour leur part, les parties ont dit apprécier les visites et espérer qu'elles aient lieu plus fréquemment, ou à intervalles réguliers.

RÈGLEMENT DES PLAINTES DES PROPRIÉTAIRES FONCIERS

L'ONÉ surveille les questions techniques et réglementaires qui se dessinent pour exercer une action réglementaire proactive, stratégique et efficiente. Afin de mieux comprendre les enjeux actuels ayant trait aux questions foncières et à la participation des propriétaires fonciers, l'Office a organisé des séances sur la participation des

propriétaires fonciers dans le cadre de son atelier de juin 2005. Environ 75 délégués ont pris part à un débat avec des membres et des employés de l'Office sur des questions comme l'établissement et le maintien de rapports, les gages de succès et les défis, les normes de service, les processus de décision de l'Office, la gestion des connaissances et les nouveaux sujets qui se dessinent. Le désir d'obtenir plus de clarté et de transparence de la part de l'Office quant à l'état d'avancement du règlement des plaintes et le besoin d'encourager et de soutenir des communications ouvertes avec toutes les parties sont certains des grands thèmes qui se dégageaient des séances de discussion. Les délibérations ont été consignées dans les Actes de l'Atelier 2005 de l'ONÉ et les points soulevés sont pris en considération quand il s'agit d'élaborer ou d'améliorer des programmes.

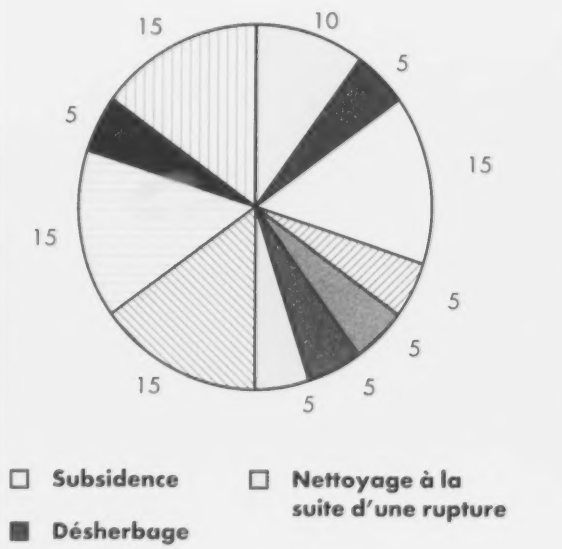
Durant l'atelier, l'ONÉ a présenté les normes de service qu'il a adoptées le 1er avril 2005 au chapitre du règlement des plaintes des propriétaires fonciers (tableau 12).

TABLEAU 11 : PROGRAMME DE RÈGLEMENT DES PLAINTES DES PROPRIÉTAIRES FONCIERS - NORMES DE SERVICE

Réponse exposant la ligne d'action initiale	100 % des cas dans un délai de 10 jours civils
Règlement de la plainte	80 % des cas dans un délai de 60 jours civils
Circonstances influant sur le règlement de la plainte [7]	Processus officiels de l'Office; facteurs météorologiques ou saisonniers

L'Office a reçu onze plaintes de propriétaires fonciers depuis avril, moment où il a instauré les normes de service. Dix d'entre elles ont été réglées. La norme du délai de réponse de dix jours a été respectée dans le cas de toutes les plaintes (100 %). Des dix dossiers de plainte clos, neuf (90 %) ont été réglés dans les 60 jours suivant la réception de la plainte.

FIGURE 21: MOTIFS DES PLAINTES REÇUES EN 2005



Dans le cadre de son programme de surveillance, l'ONÉ suit également la nature des plaintes déposées par les propriétaires fonciers (figure 21).

Vingt plaintes ont été reçues au total, et la majorité d'entre elles ont été réglées grâce à des inspections et des rencontres du personnel de l'ONÉ avec les propriétaires et les représentants des sociétés concernées. Les autres plaintes ont été tranchées par une décision de l'Office.

7. De telles circonstances interviennent dans une large mesure dans 20 % des plaintes de propriétaires fonciers qui ne sont pas réglées dans un délai de 60 jours civils.

En 2005, l'ONÉ a conçu et mis en œuvre une nouvelle façon de recueillir la rétroaction des propriétaires fonciers et des représentants des sociétés au sujet du règlement d'une plainte. Après la clôture du dossier, il envoie maintenant une carte commentaire aux parties en jeu. Ce nouvel outil l'aidera à évaluer l'à-propos des normes de service ainsi qu'à mesurer et améliorer le programme de règlement des plaintes des propriétaires fonciers.

LA COMMUNICATION AVEC LE PUBLIC CANADIEN

Publications et outils d'information

Chaque année, l'ONÉ produit des publications, dans les deux langues officielles, à l'intention de ses diverses parties prenantes. Prière de consulter le Supplément III pour obtenir des précisions sur les documents publiés par l'Office. Ces documents sont postés aux principales parties prenantes et sont aussi disponibles sur le site Web et à la bibliothèque de l'ONÉ. Chaque publication renferme une carte commentaire préaffranchie pour l'envoi de commentaires à l'Office.

L'Office a un numéro d'appel et un numéro de télécopieur sans frais pour permettre au public canadien de communiquer avec lui. Il a reçu 5 323 appels au moyen du service sans frais en 2005.

Au cours de l'année, l'Office a publié 33 communiqués qui ont été diffusés à diverses agences médiatiques; cela représente un autre moyen de tenir le public canadien au courant. Ces communiqués sont aussi disponibles dans le site de l'Office au www.neb-one.gc.ca/newsroom/releases/index_f.htm.

LEADERSHIP ET GESTION EFFICACES

« L'ONÉ guide son personnel et gère ses ressources de manière efficace. »

L'ONÉ est déterminé à exercer un leadership et une gestion efficaces pour soutenir une organisation hautement performante qui respecte ses engagements. Il insiste sur la responsabilisation du point de vue de la pratique du leadership et du perfectionnement des compétences, ce qui entraîne la nécessité de définir des normes de rendement et de mesurer les résultats.

L'ONÉ s'est engagé à mener à bien la conception et l'implantation d'un système exhaustif de gestion de la qualité qui est inspiré de la norme ISO 9001:2000, intitulée Systèmes de management de la qualité – Exigences. Le système de gestion conçu par l'Office incorpore l'établissement d'objectifs, la mesure et la communication des résultats, l'examen de l'efficacité et l'amélioration continue des processus. Il prend appui sur des méthodes améliorées de planification et de rapport. En 2005, l'ONÉ a passé en revue et remanié ses procédés pour s'assurer que ses processus réglementaires forment un tout cohérent comme le veut une approche systémique globale.

Au cours de la première moitié de 2005, l'ONÉ a fait un travail considérable pour garantir que l'organisation dispose des talents et des capacités nécessaires pour atteindre ses buts, maintenant et à l'avenir. Reconnaissant l'importance de bien communiquer aux employés de quelle façon ils peuvent contribuer à la réussite de l'organisation, l'Office a eu recours à un éventail de moyens, tout au long de 2005, pour faire connaître ses intentions à tous les membres du personnel. De plus, il a amélioré son programme de gestion du rendement des employés de sorte que l'appréciation du rendement soit effectuée au moyen d'un outil multi évaluateurs comportant des méthodes et des barèmes de notation uniformes. Des progrès considérables ont également été accomplis au chapitre du programme de formation en leadership.

Durant la dernière partie de 2005, le resserrement de l'offre sur le marché du travail et les efforts de recrutement vigoureux du secteur de l'énergie ont créé des conditions difficiles pour ce qui est d'attirer et de retenir des employés dans certaines spécialités. Cela demeurera une source de défis pour l'ONÉ dans l'année à venir. Notre taux de roulement annuel a approché les 8 % au cours des cinq dernières années et si cette tendance se maintient, l'ONÉ sera confronté l'an prochain à un taux de roulement annualisé de 16 %. L'effet du roulement du personnel est particulièrement inquiétant dans le cas des postes de cadres. La perte d'employés bilingues d'expérience est également préoccupante. L'ONÉ examine des solutions qui rehausseraient sa capacité d'attirer et de retenir des employés qualifiés et il demandera l'appui du Conseil du Trésor pour procéder aux changements voulus.

Au cours de 2005, le programme des communautés de pratiques de l'ONÉ a continué de se développer. L'ONÉ a à cœur d'améliorer ses capacités à titre d'expert en réglementation et un bon nombre de ses employés sont membres de réseaux disciplinaires et de communautés de pratiques. Ces groupes se rencontrent périodiquement pour débattre des questions qui ressortissent à leur discipline particulière, examiner les pratiques exemplaires ou nouvelles et l'orientation de la réglementation, ainsi que concevoir des solutions novatrices aux problèmes dans un esprit de collaboration.

L'ONÉ aspire à l'excellence dans la gestion des projets et a mis sur pied un Bureau de gestion des projets en 2005. Celui-ci s'est donné comme première tâche d'établir des documents normalisés de lancement de projet et des mandats de projet pour s'assurer que les initiatives soient bien alignées avec l'orientation stratégique de l'organisation et procurent le meilleur rendement possible par rapport aux ressources investies.

L'ONÉ a réalisé des progrès considérables dans la conduite d'un programme de refonte de son système de gestion des dossiers, qui garantira la saisie, le stockage et l'utilisation convenables des dossiers électroniques et en papier de l'organisation. À l'appui de cette initiative, l'Office a mis en œuvre de la formation, une politique, des documents d'orientation en ligne et un système de gestion des dossiers, des documents et de l'information.

En 2005, l'ONÉ a mis en œuvre la première phase de son système de suivi des produits (SSP), ce qui représente un grand pas en avant pour ce qui est d'offrir aux parties prenantes externes un modèle cyberaffaires sûr pour transiger avec l'Office. Cette première phase du SSP permet le dépôt par voie électronique des statistiques sur les importations et les exportations de LGN; les phases subséquentes porteront sur tous les autres produits (pétrole brut, produits pétroliers, gaz naturel et électricité). Le SSP a servi de banc d'essai pour le cadre cyberaffaires de l'ONÉ fondé sur « Epass », un service gouvernemental partagé qui attribue des certificats numériques aux usagers des services gouvernementaux en direct pour qu'ils puissent s'identifier d'une manière fiable dans le cadre de leurs transactions. Plus tard, l'ONÉ compte recourir à cette technologie pour fournir un portail sûr aux fins du dépôt des demandes.

L'ONÉ est passé à la prochaine étape de son programme de planification de la continuité des opérations en instaurant un site secondaire pour la prestation des services informatiques de l'Office. Ce dernier lui donnera accès aux données et aux systèmes fonctionnels indispensables à la mission en cas de défaillance du site primaire. L'Office prévoit accomplir d'autres travaux dans ce domaine afin de réévaluer les systèmes fonctionnels mis à jour et déterminer s'il y a lieu de les étoffer.

DÉPENSES DE L'ONÉ ET INFORMATION FINANCIÈRE

Le tableau 13 fait état des dépenses et du nombre d'employés de l'ONÉ pour les cinq derniers exercices. Le gouvernement du Canada finance les activités de l'ONÉ, puis recouvre environ 90 % des frais de fonctionnement de l'Office auprès des sociétés réglementées. Le lecteur trouvera des renseignements complémentaires sur les budgets et plans de l'ONÉ dans les documents intitulés *Budget principal 2004-2005, Partie II* et *Budget des dépenses 2004-2005 – Partie III – Rapport sur les plans et les priorités*, qui sont disponibles à l'adresse suivante : www.tbs-sct.gc.ca/est-pre/20042005/NEB-ONE/NEB-ONEr45_f.asp.

Afin de répondre aux exigences de fin d'exercice du Conseil du Trésor tout en se conformant à celles du recouvrement des frais à la fin de l'année civile, l'ONÉ dresse deux jeux d'états financiers annuels. Le premier jeu couvre l'exercice financier, qui se termine le 31 mars, et il est dressé au moyen de la méthode de la comptabilité d'exercice, en conformité avec les normes comptables du Conseil du Trésor du Canada, lesquelles se fondent sur les principes comptables généralement reconnus du Canada. Ce jeu d'états financiers est intégré aux Comptes publics du Canada.

En 2004, l'industrie a prié l'Office de réexaminer son règlement sur le recouvrement des frais tel qu'il touche le secteur de l'électricité. En réponse à cette requête,

l'Office a lancé un processus de révision en consultation avec le secteur de l'électricité. Il a soulevé la possibilité de changer l'année sur laquelle le recouvrement des coûts est basé actuellement, soit l'année civile, de manière à aligner le processus sur l'exercice financier de l'ONÉ, qui va du 1er avril au 31 mars. Ce changement réduirait le travail occasionné à l'ONÉ et supprimerait un cycle complet de clôture des comptes de son calendrier financier. L'Office est en voie d'obtenir les commentaires écrits de toutes les sociétés de son ressort au sujet des changements proposés.

Le deuxième jeu d'états financiers, établi pour les besoins du recouvrement des frais et couvrant l'année civile, est dressé au moyen de la méthode de la comptabilité d'exercice, en conformité avec les normes comptables du Conseil du Trésor du Canada, lesquelles se fondent sur les principes comptables généralement reconnus du Canada. Ces états sont vérifiés annuellement par le bureau du Vérificateur général et servent à déterminer le montant des frais à recouvrer, conformément aux dispositions du *Règlement sur le recouvrement des coûts de l'Office national de l'énergie.*

Le lecteur peut obtenir d'autres renseignements sur l'un ou l'autre de ces jeux d'états financiers en communiquant avec l'ONÉ. Les états financiers consolidés du gouvernement du Canada sont disponibles sur Internet au www.tpsgc.gc.ca/recgen/text/pub-acc-f.html. Les états financiers vérifiés établis pour les besoins du recouvrement des frais sont dans le site Web de l'Office au www.neb-one.gc.ca/Publications/AuditorGeneralReports/AuditorGeneralReport2004_f.pdf.

TABLEAU 12 : DÉPENSES ET NOMBRE D'EMPLOYÉS

Exercice (1er avril au 31 mars)	Dépenses (en milliers de dollars)	Équivalents temps plein
2001 - 2002	28 836	281
2002 - 2003	31 232	287
2003 - 2004	31 189	297
2004 - 2005	33 831	300
2005 - 2006	35 471[a]	306[a]

a) Estimation

L'ONÉ, UN EMPLOYEUR DISTINCT

L'ONÉ est un employeur distinct au sein de la fonction publique depuis décembre 1992. Les pouvoirs de gestion du personnel ont donc été transférés du Conseil du Trésor au président de l'ONÉ. En conséquence, l'ONÉ est responsable de la création et du maintien de son propre système de classification, de l'élaboration de ses politiques et pratiques de gestion des ressources humaines, et de la négociation de ses conventions collectives.

Malgré son statut d'employeur distinct, l'ONÉ demeure assujetti aux lois fédérales. L'Office est régi par la *Loi sur l'emploi dans la fonction publique* (LEFP) pour ce qui concerne l'avancement et le recrutement de son personnel, et les relations employeur-employé sont assujetties aux dispositions de la *Loi sur les relations de travail dans la fonction publique*. De plus, l'ONÉ peut être soumis à des réductions d'effectif et des restrictions salariales. Les questions financières sont régies par la *Loi sur la gestion des finances publiques*, cette dernière étant administrée par le Conseil du Trésor. L'ONÉ est également assujetti aux dispositions et normes de la *Loi sur les langues officielles* et de la *Loi sur l'équité en matière d'emploi*.

En 2005, l'ONÉ a commencé à mettre en application les changements associés à la LEFP, qui ont pris effet le 31 décembre 2005. Bien que les organismes centraux, y compris l'École de la fonction publique du Canada et le Conseil du Trésor, soient chargés de faire connaître tous les changements et d'offrir un programme d'éducation aux cadres de gestion et aux praticiens des ressources humaines, l'ONÉ a dû élaborer une politique qui lui est propre et mener un processus de gestion du changement pour assurer la mise en œuvre de la nouvelle LEFP. D'une manière générale, cette dernière accordera plus de souplesse à l'ONÉ sur le plan des procédés de dotation, tout en insistant davantage sur la responsabilisation.

SOUTIEN DE LA COLLECTIVITÉ

L'ONÉ se rend compte de l'importance de s'impliquer dans la vie communautaire et donc encourage les membres de son personnel à prêter leur appui financier ou autre, notamment par le bénévolat, aux divers organismes, groupes à but non lucratif et programmes à vocation sociale. L'Office promeut ce principe de diverses façons :

- il s'unit aux employés pour soutenir un éventail d'organismes communautaires, grâce aux contributions à Centraide;
- il fait don de relieurs à feuilles mobiles et d'ordinateurs usagés aux écoles locales (par l'intermédiaire du Programme des ordinateurs pour les écoles) et à d'autres organismes ayant besoin de ressources éducatives;
- il invite les employés à lancer des campagnes de collecte de fonds au profit d'organismes locaux et nationaux, ou à y participer;
- il offre des séances de promotion de la santé et du mieux être des employés, aux cours desquelles des conférenciers invités viennent discuter de sujets d'actualité, des services d'aide à la famille et des œuvres de bienfaisance.

En 2005, le personnel de l'ONÉ a participé à diverses initiatives, telles que la campagne Centraide en milieu de travail et le programme Adopter une famille, qui ont amassé des fonds au profit du Discovery House, organisme qui a grandement besoin de ressources. Les employés ont également appuyé Operation Christmas Child, Amble with Angus (pour la banque alimentaire de Calgary), la course Ekiden de Banff, le relais de 100 milles de Kananaskis et de nombreuses autres activités pour apporter leur soutien à la collectivité locale.

UN RICHE BASSIN D'EXPÉRIENCE

PRÉSIDENT

Kenneth W. Vollman

Natif de la Saskatchewan, M.Vollman détient une maîtrise en génie mécanique de l'Université de la Saskatchewan et est membre de l'Association of Professional Engineers of Alberta.

M. Vollman a consacré toute sa carrière au domaine de l'énergie, acquérant une expérience pratique de la production gazière et pétrolière dans l'entreprise privée. Pendant sa carrière à l'ONÉ, il a travaillé tour à tour dans les secteurs de l'offre et de la demande d'énergie, des pipelines, de la réglementation de l'énergie et de la gestion. Il a été désigné président en 1998, après avoir occupé les charges de membre et de vice-président.

Au cours des 35 dernières années, M. Vollman a rédigé un grand nombre d'exposés qu'il a présentés à l'occasion de conférences nationales et internationales.

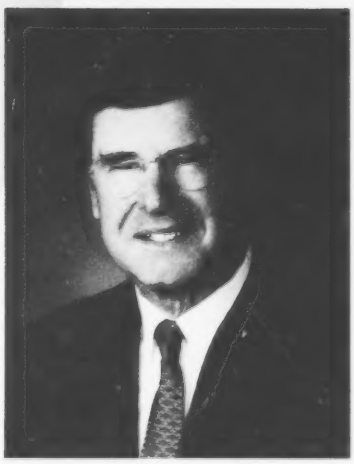
VICE-PRÉSIDENT

Gaétan Caron

Natif de Québec, M. Caron a obtenu un baccalauréat en génie rural de l'Université Laval et une maîtrise en administration des affaires de l'Université d'Ottawa.

Il s'est joint à l'Office national de l'énergie en 1979 où il a détenu plusieurs postes de haut niveau. Avant d'être nommé membre de l'Office en 2003, il remplissait les fonctions de chef des opérations. Il a été désigné vice-président en 2005.

M. Caron est membre de plusieurs organismes, dont l'Association professionnelle des cadres supérieurs de la fonction publique du Canada et l'Ordre des ingénieurs du Québec, en plus de siéger au conseil d'administration de Centraide à Calgary.



MEMBRES

Rowland J. Harrison, c.r.

Originaire d'Australie, M. Harrison possède une maîtrise en droit de l'Université de l'Alberta et est membre des barreaux de la Nouvelle-Écosse, de l'Ontario et de l'Alberta. Au fil de sa carrière, il a acquis une vaste expérience comme conseiller et chercheur dans les domaines de la réglementation de l'énergie et de la politique énergétique.

M. Harrison a été professeur dans diverses universités canadiennes, où il a enseigné le droit du pétrole et du gaz, le droit constitutionnel et le droit administratif, et donné des cours supérieurs de droit des hydrocarbures. Il a occupé des postes de cadre

supérieur dans divers organismes, dont l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, l'Institut canadien du droit des ressources, l'Institut de recherches en politiques publiques et le Dalhousie Institute of Environmental Studies. Avant de se joindre à l'Office, il était associé au sein du bureau de Calgary de Stikeman Elliott, cabinet d'avocats canadien qui travaille au Canada et à l'étranger.

John S. Bulger

Natif du Manitoba, M. Bulger a obtenu un doctorat en chimie physique de l'Université York, à Toronto, et un grade supérieur en gestion de l'Université McGill, à Montréal. Ses champs d'expérience englobent l'approvisionnement, l'exploitation, la planification, la réglementation et la prestation de conseils sur les questions énergétiques.

Avant d'être nommé à l'Office, il a occupé le poste de chargé principal des questions de réglementation chez Maritimes and Northeast Pipeline, à Halifax (Nouvelle-Écosse). Auparavant, il avait été un cadre supérieur de Gaz Métropolitain à Montréal (Québec) pendant près de 20 ans. Il a commencé sa carrière chez DuPont of Canada Ltd.

M. Bulger est membre de l'Institut de chimie du Canada.

Elizabeth (Liz) Quarshie

Originaire du Ghana, M^me^ Quarshie détient une maîtrise en administration des affaires de l'Université de la Saskatchewan ainsi qu'une maîtrise ès sciences en génie environnemental de l'Université de l'État de Washington. Elle est membre de l'Association des ingénieurs et géoscientifiques de la Saskatchewan en plus d'être vérificatrice environnementale agréée.

M^me^ Quarshie cumule plus de 15 ans d'expérience dans le secteur de l'énergie, ayant détenu divers postes de cadre supérieur chez Cogema Resources Inc. et Cameco, à Saskatoon, et dirigé des programmes dans des domaines tels que l'hygiène et la sécurité professionnelles, l'évaluation des incidences environnementales, la conformité à la réglementation et les affaires générales. En outre, elle a acquis dans l'industrie une solide expérience de la planification, de la conception, de l'élaboration, de la mise en oeuvre, de la surveillance et de la désaffectation de projets.

M^me^ Quarshie possède également de l'expérience dans les domaines suivants : radioprotection, lutte antiémissions, gestion des déchets solides et dangereux, traitement de l'eau et des eaux usées, recherche et évaluation, systèmes de gestion environnementale, vérification et développement communautaire.

Deborah W. Emes

Native de la Saskatchewan, M^me^ Emes détient une maîtrise en économie de l'Université de Calgary et est analyste financière agréée. Elle possède une connaissance pratique et théorique de la prestation de conseils dans les domaines de la réglementation, de l'économie et des marchés.

M^me^ Emes a occupé divers postes dans les secteurs privé et public, dont celui de gestionnaire des services stratégiques auprès de la British Columbia Utilities Commission. En outre, elle a offert des séminaires sur la conception des droits et le coût du capital pour le compte de l'Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique.

Carmen L. Dybwad

Originaire de la Saskatchewan, M^me^ Dybwad détient un doctorat de l'Université de Waterloo en planification régionale et exploitation des ressources. Elle possède une formation en économie ainsi qu'une connaissance d'expert, pratique et théorique, dans les domaines de la participation publique, du développement des ressources et de l'électricité.

M^me^ Dybwad a occupé plusieurs postes au sein du gouvernement de la Saskatchewan et de la Saskatchewan Power Corporation, y compris celui de gestionnaire en politique et planification environnementales. Plus récemment, elle était professeure adjointe à l'Université de Regina où elle a donné des cours en économie environnementale, en développement durable et en administration publique.

M^me^ Dybwad fait du bénévolat auprès de la Wood's Homes Foundation et est membre de la Alberta Arbitration and Mediation Association.

Patricia McCunn Miller

Patricia McCunn Miller a été nommée membre de l'Office national de l'énergie le 2 mai 2005 pour un mandat de sept ans. Avocate spécialisée en énergie, en environnement, en responsabilité sociale des entreprises et en réglementation, elle a été vice-présidente de la Table ronde nationale sur l'environnement et l'économie (TRNEE), et présidente de groupes de travail de la TRNEE, soit celui des échanges de droits d'émissions et celui de l'énergie et des changements climatiques. M^me^ McCunn Miller est actuellement coprésidente du groupe de travail sur les marchés financiers et la durabilité de la TRNEE, en plus d'être administratrice du Climate Change Central (C3) de l'Alberta et présidente du comité de gouvernance de C3.

M^me^ McCunn-Miller a aussi occupé le poste de vice-présidente des Affaires environnementales et réglementaires d'EnCana Corporation (anciennement PanCanadian Energy) en plus d'avoir été vice-présidente et chef du contentieux de

la société d'administration du transport d'électricité de l'Alberta, ainsi que chef du contentieux et secrétaire de l'Alberta Petroleum Marketing Commission.

M^me^ McCunn-Miller a obtenu un baccalauréat en droit de l'Université d'Ottawa en 1982. Elle a oeuvré au sein de nombreuses organisations à titre de présidente ou de membre du conseil d'administration, notamment la Canadian Petroleum Law Foundation et l'Association of General Counsel of Alberta. Elle continue de parfaire ses connaissances en matière de gouvernance en qualité de membre de l'Institut des administrateurs de sociétés, dont elle a achevé avec succès le programme de formation des administrateurs en matière de gouvernance d'entreprises administré par l'école de gouvernance des entreprises (Corporate Governance College) de l'Institut.

MEMBRES TEMPORAIRES

David Hamilton

Originaire d'Écosse, M. Hamilton est titulaire d'une maîtrise en leadership et formation de l'Université Royal Roads, à Victoria, en Colombie-Britannique. Pendant plus de 30 ans, il s'est voué au développement des collectivités des Territoires du Nord-Ouest dans le cadre des processus parlementaire et démocratique.

M. Hamilton a exercé les fonctions de sous-ministre et de greffier de l'Assemblée législative des Territoires du Nord-Ouest pendant 20 ans. Il a aussi été nommé directeur général des élections pour les Territoires du Nord-Ouest. M. Hamilton a administré la première élection générale des députés des Assemblées législatives des deux nouveaux territoires du Canada, le Nunavut et les Territoires du Nord-Ouest, à la suite de la division des Territoires du Nord-Ouest en 1999. M. Hamilton a aussi participé au processus de ratification de l'Entente sur la revendication territoriale globale des Gwich'In et de l'Accord du Sahtu, ainsi qu'au règlement des revendications territoriales des Inuits.

Il participe au processus électoral du Canada depuis plus de trente ans, et il possède une vaste expérience du développement communautaire.

Jim Donihee

M. Donihee a été nommé chef des opérations de l'Office le 17 novembre 2003. Relevant directement du président, il est responsable de toutes les fonctions opérationnelles et de soutien de l'Office national de l'énergie; comptable de l'élaboration et de la réalisation du plan stratégique de l'Office ainsi que des résultats prévus par le plan; et comptable des relations professionnelles avec les ministères de l'énergie du pays et de la promotion de liens solides avec les principales parties prenantes de l'Office.

M. Donihee a servi dans les Forces canadiennes à titre de pilote opérationnel pendant plus de vingt-sept ans, au cours desquels il a acquis une grande expérience de chef de file auprès de groupes allant de 30 à 3 000 personnes, au sein d'organisations dynamiques centrées sur la tâche et sur le rendement. Il possède une vaste expérience du recentrage des processus et de la gestion du changement. Après sa retraite des Forces canadiennes au rang de colonel, M. Donihee a oeuvré dans le secteur de l'énergie, où il a introduit les principes de gestion du savoir et mené des initiatives visant à favoriser l'efficacité organisationnelle, notamment l'échange du savoir, le développement des qualités de chef et la gestion du rendement.

M. Donihee est titulaire d'un baccalauréat en administration des affaires et en sciences informatiques du Collège militaire royal de Saint-Jean, au Québec. Il a reçu l'Ordre du mérite militaire des mains de Son Excellence la gouverneure générale du Canada, la très honorable Adrienne Clarkson.

M. Donihee a été nommé membre temporaire le 19 mai 2005 pour un mandat de deux ans.

LOIS EN VERTU DESQUELLES L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE A DES RESPONSABILITÉS DÉSIGNÉES

LOIS

Loi sur l'Office national de l'énergie
Code canadien du travail, Partie II
Loi canadienne sur l'évaluation environnementale
Loi fédérale sur les hydrocarbures
Loi sur l'administration de l'énergie
Loi sur la gestion des ressources de la vallée du Mackenzie
Loi sur le pipe-line du Nord
Loi sur les espèces en péril
Loi sur les opérations pétrolières au Canada

RÈGLEMENTS ET AUTRES DISPOSITIONS AUX TERMES DE LA *LOI SUR L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE*

Ordonnance de simplification des demandes XG/XO-100-2005 en vertu de l'article 58
Ordonnance n° M0-62-69 de l'Office national de l'énergie (30 octobre 1969)
Règlement concernant la qualification des produits pétroliers
Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres
Règlement de l'Office national de l'énergie concernant l'électricité
Règlement de l'Office national de l'énergie concernant le pétrole et le gaz (partie VI de la Loi)
Règlement de l'Office national de l'énergie sur la signification
Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, Partie I
Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, Partie II
Ordonnance générale n° 1 relative aux conditions générales concernant les croisements par des pipelines
Ordonnance générale n° 2 relative aux conditions générales concernant les croisements de pipelines
Règlement de l'Office national de l'énergie sur les rapports relatifs aux exportations et importations
Règlement de l'Office national de l'énergie sur les usines de traitement
Règlement de normalisation de la comptabilité des gazoducs
Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs
Règlement modifiant le règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie (21 octobre 2002)
Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie
Règlement sur les croisements de lignes de transport d'électricité
Règlements sur les renseignements relatifs aux droits
Règles de 1986 sur la procédure des comités d'arbitrage sur les pipe-lines

Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie, 1995

DIRECTIVES ET LIGNES DIRECTRICES AUX TERMES DE LA *LOI SUR L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE*

Activités d'exploitation et d'entretien exécutées sur les pipelines réglementés en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* : Exigences et notes d'orientation (7 juillet 2005)

Avis de projet de modification réglementaire 2005-01 – Programme de gestion de la sûreté des pipelines (14 septembre 2005)

Conditions modèles pour les lignes internationales de transport d'électricité – Certificat d'utilité publique (23 décembre 2004)

Consultation des peuples autochtones - Demande de renseignements (3 avril 2002)

Dépôt électronique - *Règles de pratique et de procédure de l'Office national de l'énergie (1995)* (21 mars 2002)

Directives concernant la mise en application de la politique canadienne de l'électricité de septembre 1988 (révisées le 23 janvier 2003)

Directives - Méthode de l'accès équitable au marché aux fins de l'octroi de licences d'exportation à long terme de pétrole brut et d'équivalents (17 décembre 1997)

Directives sur les règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs (12 juin 2002)

Guide de dépôt (2004)

Guide de dépôt électronique à l'intention des déposants (1er décembre 2004)

Lignes directrices relatives aux renseignements environnementaux à produire par les demandeurs pour l'autorisation de construire et d'exploiter des usines de traitement de gaz et de chevauchement, des usines et des terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL), et des usines et des terminaux de liquides de gaz naturel (LGN), de gaz de propane liquéfié (GPL) et de butanes, aux termes de la partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (26 juin 1986)

Lignes directrices sur le Mécanisme approprié de règlement des différends (18 juillet 2003)

Notes d'orientation de l'Office national de l'énergie concernant les rencontres prédemande (26 février 2004)

Notes d'orientation liées au *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (7 septembre 1999) Modification 1 (20 janvier 2003)

Notes d'orientation liées au *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les usines de traitement* (28 juillet 2003), y compris : Annexe I – Notes d'orientation concernant la conception, la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation des appareils et de la tuyauterie sous pression (3 juillet 2003) et Annexe II – Programmes de protection civile et d'intervention et de sécurité (24 avril 2002)

Notes d'orientation pour l'équipement sous pression relevant de la compétence de l'Office national de l'énergie (8 août 2003)

Politique de vérification au titre de la réglementation financière de l'Office national de l'énergie (23 février 1999)

Protocole sur la conservation des registres comptables des compagnies du groupe 1 selon les Règlements de normalisation de la comptabilité des gazoducs et des oléoducs (30 novembre 1994)

Protocole sur la réglementation des compagnies du groupe 2 (6 décembre 1995)

Renseignements à fournir par les demandeurs pour l'importation de GNL – Lettre et document d'orientation (20 septembre 2005)

Renseignements sur l'approvisionnement en gaz à déposer aux termes du *Règlement concernant le pétrole et le gaz (partie VI)* (16 mai 1997)

Répercussions de la décision de la Cour suprême du Canada sur la consultation des peuples autochtones par l'Office national de l'énergie (3 août 2005)

RÈGLEMENTS AUX TERMES DE LA *LOI SUR LES OPÉRATIONS PÉTROLIÈRES AU CANADA*

Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada
Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada
Règlement sur la responsabilité en matière d'écoulements ou de débris relatifs au pétrole et au gaz
Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada
Règlement sur les installations pétrolières et gazières au Canada
Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada
Règlement sur les opérations sur le pétrole et le gaz du Canada
Règlement sur les travaux géophysiques relatifs au pétrole et au gaz au Canada

DIRECTIVES ET NOTES D'ORIENTATION AUX TERMES DE LA *LOI SUR LES OPÉRATIONS PÉTROLIÈRES AU CANADA*

Avis de publication d'une version mise à jour des *Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers* (21 août 2002)
Directives concernant les programmes relatifs à l'environnement physique réalisés pendant les activités de forage pétrolier et de production des terres pionnières
Notes d'orientation liées au *Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada*

RÈGLEMENTS AUX TERMES DE LA *LOI FÉDÉRALE SUR LES HYDROCARBURES*

Décret interdisant l'octroi de titres à l'égard de Rampart House (Yukon)
Décret interdisant l'octroi de titres à l'égard du site historique de Lapierre House (Yukon)
Règlement sur l'enregistrement des titres relatifs aux terres domaniales
Règlement sur les redevances relatives aux hydrocarbures provenant des terres domaniales
Règlement sur les régions visées par le Fonds pour l'étude de l'environnement
Règlement visant la zone désignée du détroit de Lancaster

DIRECTIVES ET NOTES D'ORIENTATION AUX TERMES DE LA *LOI FÉDÉRALE SUR LES HYDROCARBURES*

Territoires du Nord-Ouest - Nunavut – Notes à l'intention du demandeur - Demandes de déclaration de découverte importante et de déclaration de découverte exploitable (janvier 1997)

Demandes de déclaration de découverte importante et de déclaration de découverte exploitable - Personnes directement affectées (17 novembre 2003)

RÈGLEMENTS AUX TERMES DE LA *LOI CANADIENNE SUR L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE*

Règlement déterminant des autorités fédérales
Règlement sur l'évaluation environnementale concernant les administrations portuaires canadiennes
Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale
Règlement sur la liste d'étude approfondie
Règlement sur la liste d'exclusion
Règlement sur la liste d'inclusion
Règlement sur le processus d'évaluation environnementale des projets à réaliser à l'extérieur du Canada
Règlement sur les dispositions législatives et réglementaires désignées

RÈGLEMENTS AUX TERMES DU *CODE CANADIEN DU TRAVAIL, PARTIE II*

Règlement canadien sur la santé et la sécurité au travail
Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)
Règlement sur les comités de sécurité et de santé et les représentants

RÈGLEMENTS AUX TERMES DE LA *LOI SUR LA GESTION DES RESSOURCES DE LA VALLÉE DU MACKENZIE*

Règlement sur la liste d'exemption
Règlement sur l'exigence d'un examen préalable
Règlement sur l'utilisation des terres de la vallée du Mackenzie

DISPOSITIONS AUX TERMES DE LA *LOI SUR LE PIPE-LINE DU NORD*

Décret chargeant le ministre des Ressources naturelles comme ministre responsable de l'application de la Loi

Décret sur le transfert de pouvoirs et de fonctions relativement aux terres mises en réserve pour le parc national Kluane

Décret sur le transfert de pouvoirs et de fonctions relativement aux terres territoriales

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord dans le nord de la Colombie-Britannique

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord dans le sud de la Colombie-Britannique

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord en Alberta

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le pipe-line du Nord en Saskatchewan

Modalités socio-économiques et écologiques régissant le tronçon du pipe-line du Nord longeant la rivière Swift en Colombie-Britannique

Règlement sur l'avis d'opposition du pipe-line du Nord

Transfert des fonctions, uniquement pour les fins du pipe-line, de certains ministres en vertu de certaines lois au membre du Conseil privé pour le Canada désigné comme ministre aux fins de la Loi

Transfert des fonctions, uniquement pour les fins du pipe-line, de l'Office national de l'énergie aux termes des parties I, II et III du *Règlement sur les gazoducs* au ministre désigné aux fins de la Loi

COMPAGNIES DONT LES INSTALLATIONS OU LES ACTIVITÉS RELÈVENT DE LA COMPÉTENCE DE L'ONÉ

Ci-dessous se trouve la liste des compagnies pipelinières et des services d'électricité, relevant de la compétence de l'ONÉ, qui construisaient et (ou) exploitaient des pipelines interprovinciaux ou internationaux ou des lignes de transport d'électricité interprovinciales ou internationales au 31 décembre 2005. Les compagnies pipelinières sont réparties en deux groupes. Le groupe 1 comprend les grandes compagnies de gazoduc et d'oléoduc qui font l'objet d'une vérification régulière de la part de l'Office. Le groupe 2 englobe toutes les autres compagnies pipelinières relevant de la compétence de l'ONÉ. On distingue trois catégories de compagnies aux fins du recouvrement des frais : les compagnies de grande importance, les compagnies de moyenne importance et les compagnies de faible importance. Le classement des compagnies est basé sur la taille, le débit et le coût du service.

Compagnies de gazoduc du groupe 1

Alliance Pipeline Ltd.
Foothills Pipe Lines Ltd.
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
TransCanada PipeLines Limited
TransCanada PipeLines Limited, B.C. System
Westcoast Energy Inc.

Compagnies d'oléoduc (pétrole et produits pétroliers) du groupe 1

Cochin Pipe Lines Ltd.
Enbridge Pipelines Inc.
Enbridge Pipelines (NW) Inc.
Pipelines Trans-Nord Inc.
Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.

Compagnies de gazoduc du groupe 2

AltaGas Pipeline Partnership
AltaGas Suffield Pipeline Inc.
AltaGas Transmission Ltd.
Apache Canada Ltd.
ARC Resources Ltd.
Bear Paw Processing Company (Canada) Ltd.
BP Canada Energy Company
Canadian Hunter Exploration Ltd.
Canadian Natural Resources Limited

Canadian-Montana Pipe Line Corporation
Centra Transmission Holdings Inc.
Champion Pipeline Corporation Limited
Chief Mountain Gas Co-op Ltd.
DEFS Canada L.P.
Devon Energy Canada Corporation
Echoex Energy Inc.
EnCana Border Pipelines Limited
EnCana Ekwan Pipeline Inc.
EnCana Oil & Gas Co. Ltd.
EnCana Oil & Gas Partnership
EnCana West Ltd.
ExxonMobil Canada Properties
Forty Mile Gas Co-op Ltd.
Huntingdon International Pipeline Corporation
Husky Oil Operations Ltd.
KEYERA Energy Ltd.
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited
Mid-Continent Pipelines Limited
Minell Pipeline Limited
Murphy Canada Exploration Company
Murphy Oil Company Ltd.
Nexen Inc.
Niagara Gas Transmission Limited
Northstar Energy Corporation
Omimex Canada, Ltd.
Paramount Transmission Ltd.
Peace River Transmission Company Limited
Pengrowth Corporation
Penn West Petroleum Ltd.
Petrovera Resources Ltd.
Pioneer Natural Resources Canada Inc.
Portal Municipal Gas Company Canada Inc.
Prairie Schooner Limited Partnership
Profico Energy Management Ltd.
Regent Resources Ltd.
Renaissance Energy Ltd.
St. Clair Pipelines Management Inc.
Samson Canada, Ltd.
Shiha Energy Transmission Ltd.
Sierra Production Company
Suncor Energy Inc.
Taurus Exploration Canada Ltd.
Union Gas Limited
Vector Pipeline Limited Partnership
County of Vermilion River No. 24 Gas Utility
2193914 Canada Limited
806026 Alberta Ltd.
1057533 Alberta Ltd.

Compagnies d'oléoduc (pétrole et produits pétroliers) du groupe 2

Amoco Canada Petroleum Company Ltd.
Aurora Pipe Line Company
Berens Energy Ltd.
BP Canada Energy Company
Dome Kerrobert Pipeline Ltd.
Dome NGL Pipeline Ltd.
Duke Energy Empress L.P.
Enbridge Pipelines (Westspur) Inc.
Ethane Shippers Joint Venture
Express Pipeline Limited Partnership
Genesis Pipeline Canada Ltd.
Glencoe Resources Ltd.
Husky Oil Limited
Imperial Oil Resources Limited
ISH Energy Ltd.
Les Produits Shell Canada
Murphy Oil Company Ltd.
NOVA Chemicals (Canada) Ltd.
PanCanadian Kerrobert Pipeline Ltd.
Paramount Transmission Ltd.
Penn West Petroleum Ltd.
Pipes-lines Montréal ltée
Plains Marketing Canada, L.P.
PMC (Nova Scotia) Company
Pouce Coupé Pipe Line Ltd. à titre de mandataire et de commandité de Pembina North Limited Partnership
PrimeWest Energy Inc.
Produits Shell Canada Limitée
Provident Energy Pipeline Inc.
Renaissance Energy Ltd.
SCL Pipeline Inc.
Sun-Canadian Pipe Line Company
Taurus Exploration Canada Ltd.
Yukon Pipelines Limited
1057533 Alberta Ltd.

Compagnies de productoduc

Compagnie Abitibi-Consolidated du Canada
Fraser Papers Inc. (Canada)
Genesis Pipeline Canada Ltd.
Penn West Petroleum Ltd.
Produits forestiers E.B. Eddy Ltée
Souris Valley Pipeline Limited

Sociétés d'électricité

Abitibi-Consolidated Inc.
Advantage Energy, Inc.
ALLETE, Inc. s/n Minnesota Power
ATCO Power Canada Ltd. et Alberta Power (2000) Ltd.
Avista Energy, Inc.
Black Oak Capital, LLC.
BP Canada Energy Company
Brascan Energy Marketing Inc.
British Columbia Hydro and Power Authority
Calpine Energy Services Canada Ltd.
Canadian Transit Company
Candela Energy Corporation
Cargill Energy Trading Canada, Inc.
Chandler Energy Inc.
Cincinnati Gas & Electric Company
Citadel Financial Products S.a.r.l.
CMS Energy Resource Management Company
Columbia Power Corporation
Conectiv Energy Supply Inc.
Constellation Energy Commodities Group, Inc.
Constellation NewEnergy, Inc.
Consumers Energy Company
Coral Energy Canada Inc.
Corporation de production Énergie Nouveau-Brunswick
Detroit and Windsor Subway Company
Detroit Edison Company
Direct Commodities Trading (DCT) Inc.
Direct Energy Marketing Inc.
DTE Energy Trading, Inc.
Duke Energy Marketing Canada Corp.
Duke Energy Marketing Canada Ltd.
Dynegy Power Marketing, Inc.
Edison Mission Marketing & Trading, Inc.
Emera Energy Inc.
EnCana Energy Services Inc.
Engage Energy Canada, L.P.
Engage Energy US, L.P.
Enmax Energy Marketing Inc.
EPCOR Merchant and Capital Inc.
Exelon Generation Company, LLC
FortisAlberta
FortisBC Inc.
FortisOntario Inc.
Fraser Paper Inc. (Canada)
Hydro One Networks Inc.
Hydro-Québec
Inland Pacific Energy Services Ltd.
Lighthouse Energy Trading Company, Inc.
MAG Energy Solutions Inc.
Manitoba Hydro-Electric Board
Marketing D'Énergie HQ Inc.
Merrill Lynch Commodities Canada, ULC
Merrill Lynch Commodities, Inc.
Mirant Americas Energy Marketing, L.P.
Montenay Inc.
MontWegan International Energia Resorce Inc.
Morgan Stanley Capital Group Inc.
New York Power Authority
Nexen Marketing
Northern States Power Company
NorthPoint Energy Solutions Inc.
Nova Scotia Power Inc.
NRG Power Marketing, Inc.
OGE Energy Resources, Inc.
Ontario Power Generation Inc.
Ontario Power Generation Inc./Ontario Power Interconnected Markets Inc.
PG&E Energy Trading - Power L.P.
Powerex Corp.
PPL EnergyPlus, LLC
Public Service Company of Colorado
Rainbow Energy Marketing Corporation
Reliant Energy Services Canada, Ltd.
Saracen Merchant Energy, LP
Saskatchewan Power Corporation
Sempra Energy Trading Corp.
SESCO Enterprises Canada Ltd.
Silverhill Ltd.

Société de transmission électrique de Cedars Rapids limitée
Société indépendante de gestion du marché de l'électricité
Sonat Power Marketing Inc. et Sonat Power Marketing L.P.
Split Rock Energy LLC
St. Clair Tunnel Company
SUEZ Energy International
Teck Cominco Metals Ltd.
TransAlta Energy Marketing Corp. et TransAlta Energy Marketing (U.S.) Inc.
TransCanada Energy Ltd.
TransCanada Power Marketing Inc.
UBS AG, London Branch
USGen New England Inc.
Williams Energy Marketing & Trading Canada, Inc.
WPS Canada Generation, Inc.
WPS Energy Services, Inc.

BULLETINS D'INFORMATION

L'Office publie des bulletins d'information sur les sujets suivants :

- Le processus d'audience publique
- Comment participer à une audience publique
- Transport, droits et tarifs
- Électricité
- Protection de l'environnement
- Droits et tarifs pipeliniers : Compendium de termes
- La sécurité pipelinière

L'Office publie également les brochures suivantes :

- Vivre et travailler à proximité d'un pipeline : Guide du propriétaire foncier, 2005
- Travaux d'excavation et de construction à proximité de pipelines, janvier 2002
- Un projet de pipeline ou de ligne de transport d'électricité est proposé : ce qu'il faut savoir, 2004
- Terres domaniales : Rapport de données géophysiques/géologiques, FÉE, puits - Renseignements à l'intention du public, juin 2005

SÉRIE DE BULLETINS D'INFORMATION

L'Office publie une série de bulletins d'information, dont les suivants :

- Réponses à vos questions sur l'Office national de l'énergie
- Services de bibliothèque et d'information
- Le Bureau d'information sur les terres domaniales
- La réglementation des pipelines au Canada - Guide à l'intention des propriétaires fonciers et du grand public, juin 2003
- La réglementation des productoducs
- Normes de service

VIDÉOS

Dans l'intérêt public est un vidéo de contenu général qui traite des rôles et des responsabilités de l'ONÉ.

Le processus d'audience publique contient des renseignements éducatifs sur le processus d'audience.

PRINCIPAUX DOCUMENTS PUBLIÉS EN 2005

Lignes internationales de transport d'électricité

Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick
Audience concernant le tracé détaillé de la ligne internationale de transport d'électricité – Certificat EC-III-25
MH-1-2005
Motifs de décision, juin 2005
Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick

Droits et tarifs

Enbridge Pipelines Inc.
Ordonnances en vertu de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ
RH-1-2005
Décision, 28 avril 2005

TransCanada Pipelines Limited
Droits et Tarif de 2004 du réseau principal
RH-2-2004
Motifs de décision, avril 2005

Association canadienne des producteurs pétroliers
Révision de la décision RH-2-2004, phase I de l'Office
RH-R-1-2005
Motifs de décision, mai 2005

Coral Energy Canada Inc. et Cogenerators Alliance
Révision de la decision de l'Office RH-2-2004, Phase I
RH-R-2-2005
Motifs de décision, mai 2005

Enbridge Pipelines Inc.
Ordonnances en vertu de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ
RH-1-2005
Motifs de décision, juin 2005

Westcoast Energy Inc.
Améliorations du service garanti dans les zones 3 et 4
RHW-1-2005
Motifs de décision, novembre 2005

Électricité

Constellation NewEnergy Inc.
Permis d'exportation d'électricité EPE-264, EPE-265
Lettre de décision, 29 avril 2005

Calpine Energy Services Canada Ltd.
Permis d'exportation d'électricité EPE-266, EPE-267
Lettre de décision, 27 mai 2005

Manitoba Hydro
Permis d'exportation d'électricité EPE-273
Lettre de décision, 6 juin 2005

TransCanada Energy Ltd.
Permis d'exportation d'électricité EPE-270, EPE-271
Lettre de décision, 17 juin 2005

Lighthouse Energy Trading Company, Inc.
Permis d'exportation d'électricité EPE-272, EPE-274
Lettre de décision, 15 juillet 2005

ENMAX Energy Marketing Inc.
Permis d'exportation d'électricité EPE-277, EPE-278
Lettre de décision, 7 octobre 2005

Manitoba Hydro
Permis d'exportation d'électricité EPE-268, EPE-269
Lettre de décision, 27 octobre 2005

Autres documents

Rapport annuel présenté conformément à la *Loi sur l'accès à l'information* et à la *Loi sur la protection des renseignements personnels*, 1er avril 2004 – 31 mars 2005 (juin 2005)

Budget des dépenses 2005-2006 – Partie III – Rapport sur les plans et les priorités

Rapport annuel 2004 au Parlement (mars 2005)

Rapport sur le rendement pour la période se terminant le 31 mars 2005

Activités de réglementation, 12 numéros, du 31 janvier 2005 au 31 décembre 2005

Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta, mars 2005

Gros plan sur la sécurité et l'environnement - Analyse comparative du rendement des pipelines, 2000-2003, mars 2005

Perspectives du marché de l'électricité 2005-2006, juin 2005

Normes de service, juillet 2005

Rapport sur le réseau canadien de transport d'hydrocarbures, août 2005

Perspectives à court terme de la production de pétrole brut au Canada jusqu'en 2006, septembre 2005

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2005-2007, octobre 2005

Perspectives à court terme du gaz naturel et des liquides de gaz naturel jusqu'en 2006, octobre 2005

Atelier sur l'amélioration des processus réglementaires de l'Office national de l'énergie, 8 novembre 2004

Atelier sur le recouvrement des frais dans le secteur de l'électricité, Sommaire des délibérations de l'atelier de l'Office national de l'énergie, Hôtel Delta Bow Valley, Calgary (Alberta), 9 décembre 2004

Atelier sur le recouvrement des frais dans le secteur de l'électricité, Sommaire des délibérations de l'atelier de l'Office national de l'énergie, Hôtel Fairmont Le Reine Elizabeth, Montréal (Québec), 2 juin 2005

Atelier 2005 de l'Office national de l'énergie: La collaboration pour des processus réglementaires améliorés, 6 au 8 juin 2005

Atelier du Secrétariat du projet de gaz du Nord et de l'Office national de l'énergie sur le savoir traditionnel : Le savoir traditionnel dans le processus réglementaire de l'office national de l'énergie – Manuel du participant, Calgary (Alberta), 16 et 17 juin 2005

SUPPLÉMENT IV

INSTANCES EN 2005

Appels et révisions

1. Sumas Energy 2, Inc. (SE2) – Appel logé devant la Cour d'appel fédérale contre la décision EH-1-2000 – Cour d'appel fédérale

Le 2 avril 2004, SE2 a demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'en appeler de la décision rendue par l'Office le 4 mars 2004 dans laquelle il a rejeté une demande de SE2 visant la construction de la partie canadienne d'une ligne internationale de transport d'électricité, qui se serait étendue de la frontière canado-américaine près de Sumas (Washington) jusqu'à une sous-station de BC Hydro située à Abbotsford (Colombie-Britannique). Le 26 juillet 2004, la Cour d'appel fédérale a accordé le droit d'appel à SE2, et un avis d'appel a été déposé le 10 septembre 2004. La cour a instruit l'appel du 7 novembre 2005 au 9 novembre 2005.

Décision : Le 9 novembre 2005, la Cour d'appel fédérale a rejeté l'appel de SE2.

2. Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) – Révision des Motifs de décision visant la Phase I de l'instance RH-2-2004 – Droits de 2004 de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) (RH-R-1-2005)

Le 12 novembre 2004, l'ACPP a demandé la révision des Motifs de décision de l'Office visant la Phase I de l'instance RH-2-2004, qui portait sur les droits exigibles sur le réseau principal de TCPL en 2004. L'ACPP a soutenu que l'Office avait fait des erreurs qui jetaient un doute sur la justesse de sa décision.

Décision : Relativement aux coûts de la réglementation, l'Office a déterminé que l'ACPP n'a pas soulevé de doute quant à la justesse de la décision.

L'ACPP n'ayant pas donné suite à la question des coûts prévus des incitatifs à long terme, l'Office était d'avis qu'il n'était pas nécessaire de l'examiner davantage.

L'Office a entendu la plaidoirie orale portant sur la décision relative à la phase I, qui autorisait le droit exigé pour le SG-NR sur une base soumissionnable. Cette décision a été annulée. L'Office a établi que le service SG-NR doit être calculé selon la même méthode que pour le SG assorti d'une clause de volumes dégressifs.

3. Coral Energy Canada Inc. et Cogenerators Alliance – Demande de révision des Motifs de décision visant la Phase I de l'instance RH-2-2004 – Droits de 2004 de TransCanada PipeLines Limited (TCPL) (RH-2-2005)

Le 11 janvier 2005, Coral Energy Canada Inc. (Coral) et Cogenerators Alliance (CA) ont fait une demande de révision et de modification de la décision de l'Office visant la phase I de l'instance RH-2-2004. Coral et CA ont soutenu que l'Office avait fait l'erreur d'une part de déplacer le fardeau de la preuve aux intervenants, rendant ainsi incorrecte la décision de l'office en ce qui concerne l'entente de récupération de la chaleur résiduelle et l'entente d'exploitation des compresseurs (les ententes) et les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration de TransCanada et, d'autre part, de ne pas justifier adéquatement ses décisions.

Décision : l'Office a rejeté la demande de révision, car il a été déterminé que le bien-fondé de la décision n'avait pas été mis en doute.

4. Première nation Dene Thá – Demande de révision judiciaire

Le 17 mai 2005, la Première nation Dene Thá a présenté une demande de révision judiciaire concernant le défaut persistant, de la part du ministre de l'Environnement, du ministre des Pêches et des Océans, du ministre des Affaires indiennes et du Nord Canada, et du ministre des Transports, de s'acquitter des obligations de représentant et obligations constitutionnelles que leur impose l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*, en vertu duquel lesdits ministres doivent consulter la Première nation Dene Thá et respecter les droits ancestraux ou issus de traités des peuples autochtones, dans le cadre de l'examen environnemental et réglementaire du projet gazier Mackenzie. La demanderesse sollicitait également certaines déclarations, notamment une déclaration portant que le projet gazier Mackenzie et les installations proposées par Nova Gas Transmissions Limited pour relier ce dernier au gazoduc de la vallée du Mackenzie ne constituent qu'un seul ouvrage fédéral au sens du paragraphe 92 (10) de la *Loi constitutionnelle de 1867*. Les intimés comprennent aussi Imperial Oil Resources Ventures Limited, l'Office national de l'énergie et les membres de la Commission d'examen conjoint. Aucune demande d'autorisation n'a été soumise à l'Office national de l'énergie.

Décision : le 27 juin 2005, la Cour fédérale du Canada a émis une ordonnance pour nommer un juge responsable de la gestion de l'instance. Une conférence pour la gestion de l'instance a eu lieu à Calgary le 16 novembre 2005. On y a élaboré une procédure qui entraînera une audition de l'instance en juin 2006.

5. Flint Hills Resources, Ltd. – Demande d'autorisation d'appel de la décision de l'Office RH-1-2005, Enbridge Pipelines Inc.

Le 25 mai 2005, Flint Hills Resources, Ltd. a demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'en appeler de la décision de l'Office qui, selon Flint Hills Resources Ltd, a excédé sa compétence en approuvant la demande d'Enbridge. La Cour fédérale a donné son accord le 30 août 2005 et la société a déposé son avis d'appel le 28 octobre 2005.

Décision : La Cour d'appel fédérale n'a pas encore inscrit la question pour la tenue d'une audience.

SUPPLÉMENT V

COOPÉRATION AVEC D'AUTRES ORGANISMES

L'ONÉ coopère avec d'autres organismes afin de réduire les chevauchements en matière de réglementation et de fournir des services plus efficaces.

Agence canadienne d'évaluation environnementale

Le personnel de l'ONÉ prend une part active aux travaux de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (ACÉE) : il fait partie du Conseil supérieur de l'évaluation environnementale et siège à titre d'observateur au Comité consultatif de la réglementation. Cette participation se solde par une coordination efficace des responsabilités de réglementation en matière d'évaluation environnementale.

Alberta Energy and Utilities Board

L'ONÉ a signé un protocole d'entente avec l'EUB sur l'intervention d'urgence en cas d'incident pipelinier. Le protocole décrit l'aide mutuelle qui peut être offerte en cas d'incident pipelinier en Alberta et prévoit l'intervention plus rapide et plus efficace des deux organismes.

L'ONÉ et l'EUB ont tenu leur engagement d'exploiter une base de données commune sur les réserves de pétrole et de gaz qui se trouvent en Alberta. Les deux organismes cherchent de meilleurs moyens de tenir à jour les estimations des réserves et explorent d'autres possibilités de coopération. En 2005, l'ONÉ et l'EUB ont publié les résultats de leur évaluation des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta. (Évaluation du marché de l'énergie : *Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta*, mars 2005. Disponible à la bibliothèque de l'ONÉ).

Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique

L'Association canadienne des membres des tribunaux d'utilité publique (CAMPUT) est un organisme sans but lucratif regroupant les commissions, régies et offices fédéraux, provinciaux et territoriaux chargés de réglementer les services d'électricité et d'aqueducs, les services de distribution de gaz et les entreprises pipelinières au Canada. Des membres de l'ONÉ siègent au comité exécutif de l'Association, pour promouvoir la sensibilisation et la formation des membres et du personnel des tribunaux d'utilité publique. De plus, des membres du personnel de l'ONÉ fournissent des renseignements et de l'assistance à CAMPUT en vue de l'organisation de ses conférences. En 2005, l'ONÉ a participé à l'assemblée annuelle de CAMPUT tenue à Saskatoon (Saskatchewan).

Bureau de la sécurité des transports du Canada

L'ONÉ assume la responsabilité exclusive de la réglementation de la sécurité des oléoducs et des gazoducs de ressort fédéral, mais pour les enquêtes sur les accidents liés aux pipelines, il oeuvre de concert avec le Bureau de la sécurité des transports du Canada. Les rôles et attributions de chaque organisme sont décrits dans un protocole d'entente.

Coopération au chapitre de l'évaluation des répercussions environnementales et de l'examen réglementaire d'un projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest

En 2002, l'ONÉ, de concert avec les offices et organismes chargés de l'évaluation environnementale et de l'examen réglementaire d'un grand projet de gazoduc dans les Territoires du Nord-Ouest, ont diffusé un plan de coopération. Ce plan décrit les méthodes de coordination proposées en vue d'assurer que le processus d'examen de toute demande visant un tel projet, d'une part soit efficace, souple et mené en temps opportun et, d'autre part, réduise les doubles emplois et assure une meilleure participation du public et des collectivités du Nord. Les partenaires de l'ONÉ qui ont participé à l'élaboration du plan sont l'Office des terres et des eaux de la vallée du Mackenzie, l'Office des terres et des eaux du Sahtu, l'Office Gwich'in des terres et des eaux, l'Office des eaux des Territoires du Nord-Ouest, l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie, le Bureau d'examen et le Comité d'étude des répercussions environnementales pour la région désignée des Inuvialuit, le Conseil inuvialuit de gestion du gibier, la Commission inuvialuit d'administration des terres, l'ACÉE, Affaires indiennes et du Nord Canada, ainsi que des observateurs de la Première nation Deh Cho, du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et du gouvernement du Yukon.

Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis et Commisión Reguladora de Energía du Mexique

L'ONÉ, la FERC et la Commisión Reguladora de Energía du Mexique (CRE) ont conclu une entente trilatérale d'échange de renseignements sur leurs démarches de réglementation et l'actualité, et visant l'adoption de méthodes compatibles qui respectent en même temps leur mandat législatif respectif d'agir dans l'intérêt de leur pays.

Ces trois organismes de réglementation entendent tenir trois rencontres par année afin de promouvoir un courant constant d'échange de renseignements et de méthodes de gestion qui favoriseront des pratiques exemplaires en matière de réglementation et de gestion interne.

Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique

L'ONÉ et le Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique ont tenu leur engagement d'exploiter une base de données commune sur les réserves de pétrole et de gaz qui se trouvent en Colombie-Britannique. Les deux organismes cherchent de meilleurs moyens de tenir à jour les estimations des réserves et explorent d'autres possibilités de coopération. Ils préparent ensemble une nouvelle évaluation des ressources gazières en Colombie-Britannique.

Ministère de l'Expansion économique du Territoire du Yukon

L'ONÉ continue de travailler avec les représentants du gouvernement du Yukon afin de transférer les responsabilités en matière de réglementation du pétrole et du gaz, conformément à l'Entente de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Yukon. Il fournit des conseils techniques spécialisés au ministère de l'Expansion économique du Territoire du Yukon. L'ONÉ et le gouvernement du Yukon ont conclu une entente de prestation de services le 6 avril 2004.

National Association of Regulatory Utility Commissioners des États-Unis

Les membres de l'ONÉ participent régulièrement aux réunions de la National Association of Regulatory Utility Commissioners des États-Unis, notamment pour examiner les faits nouveaux sur le marché du gaz américain qui pourraient influer sur le commerce transfrontière du gaz naturel.

Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers et Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

Les présidents respectifs de l'ONÉ, de l'OCTHE et de l'OCNHE, des hauts fonctionnaires des ministères de l'Énergie de Terre-Neuve-et-du-Labrador et de la Nouvelle-Écosse, ainsi que des dirigeants de RNCan forment le Conseil d'harmonisation. Les membres du Conseil examinent et tranchent les questions horizontales qui intéressent leurs organisations respectives afin d'assurer la collaboration et l'harmonisation des démarches à l'échelle du Canada dans le domaine de l'exploration et de la production de gaz et de pétrole. Le personnel de l'ONÉ, de l'OCTHE et de l'OCNHE collabore également à l'examen, la mise à jour et la modification des règlements et lignes directrices régissant les activités gazières et pétrolières menées sur les terres visées par les Accords.

En outre, le personnel de l'ONÉ fournit une expertise technique à RNCan, à l'OCTHE et à l'OCNHE à l'égard de questions techniques d'intérêt mutuel, comme l'évaluation des réservoirs, la santé et la sécurité professionnelles, les opérations de plongée et les travaux de forage et de production.

En 2002, l'ONÉ et l'OCNHE ont signé un protocole d'entente pour la coordination de l'examen réglementaire du projet de mise en valeur du gisement de gaz extracôtier Deep Panuke d'EnCana.

Pipeline Technical Regulatory Authorities Of Canada Council

L'ONÉ préside un conseil formé du personnel d'organismes techniques de régie, fédéraux et provinciaux. Le Pipeline Technical Regulatory Authorities of Canada Council se réunit périodiquement au cours de l'année pour discuter des initiatives dans les domaines de la sécurité pipelinière et de la protection de l'environnement.

Protocole d'entente (Atlantique) sur les évaluations environnementales simultanées au large des côtes

Le 18 février 2005, le gouvernement du Canada (représenté par divers ministères), le gouvernement de la Nouvelle-Écosse, l'ONÉ et l'OCNHE ont signé un protocole d'entente en vue de la création d'un processus d'évaluation environnementale et de réglementation mieux coordonné et intégré pour la mise en valeur des ressources pétrolières au large de la Nouvelle-Écosse. Les travaux de l'ONÉ et des autres signataires ont été coordonnés par le biais de la table ronde sur l'énergie de l'Atlantique. Le document s'intitule *Protocoles d'ententes relatives aux évaluations environnementales et aux examens réglementaires efficaces, coordonnés et simultanés des projets de mise en valeur des hydrocarbures extracôtiers au large de la Nouvelle-Écosse.*

Protocole d'entente entre l'ONÉ et l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie sur les évaluations environnementales concertées

Le 23 septembre 2005, à Calgary, les présidents de l'ONÉ et de l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie ont renouvelé le protocole d'entente sur les ÉE concertées des projets énergétiques du ressort de l'ONÉ dans la vallée du Mackenzie (Territoires du Nord-Ouest).

Protocole d'entente entre l'ONÉ et la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis

L'ONÉ et la FERC reconnaissent que l'exécution de leurs mandats pourrait rendre nécessaire l'examen, la réglementation ou une quelconque supervision d'installations ou d'activités reliées les unes aux autres. C'est dans cette optique que les deux organismes reconnaissent que la coordination adéquate des efforts pourrait servir l'intérêt du public sous la forme d'une meilleure efficience, d'actions promptes et coordonnées dans le cadre des projets d'infrastructures énergétiques et d'économies pour le public et les entités réglementées. Lorsqu'un organisme se rendra compte qu'une affaire dont il est saisi pourrait représenter un intérêt pour l'autre, ce dernier en sera avisé.

Le protocole d'entente sera en vigueur jusqu'en 2014 sauf dans le cas d'une révision ou d'un renouvellement par consentement mutuel.

Ressources humaines et développement des compétences Canada

L'ONÉ a signé un protocole d'entente avec Ressources humaines et développement des compétences Canada aux fins de l'application de la partie II du *Code canadien du travail* dans le cas des activités et des installations qui sont du ressort de l'ONÉ et de la coordination des responsabilités en matière de sécurité aux termes de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. L'ONÉ participe aussi au sondage mené par RHDCC sur la satisfaction de sa clientèle.

Ressources naturelles Canada

En 1996, l'ONÉ a signé un protocole d'entente avec RNCan afin de réduire les chevauchements et de renforcer la coopération. Ce protocole d'entente portait sur des points tels que la collecte des données, l'amélioration des modèles énergétiques et les études spéciales. Bien qu'il ait été renouvelé en 2000, le protocole n'est plus en vigueur, mais une nouvelle version en est à l'étape de l'avant-projet. De plus, l'ONÉ exerce certaines responsabilités relatives à l'application de la LOPC et de la LFH en vertu d'un protocole d'entente signé en 1992.

LISTE DES ANNEXES

Les rapports statistiques suivants ont été publiés séparément à titre d'Annexes au rapport annuel de l'ONÉ. On peut en consulter la version électronique au www.neb-one.gc.ca ou se procurer un exemplaire de la version imprimée auprès du Bureau des publications, en composant le (403) 299-3562 ou le 1-800-899-1265, ou en transmettant une télécopie au (403) 292-5503 ou au 1-877-288-8803.

Annexe A – Rapports sur l'offre et l'utilisation des ressources énergétiques classiques

A1 Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalents

A2 Réserves établies estimatives de pétrole brut et de bitume au 31 décembre 2004

A3 Offre et utilisation de gaz naturel

A4 Réserves établies estimatives de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 2004

A5 Offre et utilisation de liquides de gaz naturel

A6 Travaux géophysiques

A7 Dépenses d'exploration et de mise en valeur

A8 Ventes de droits d'exploration dans l'Ouest canadien

A9 Ventes de droits d'exploration dans les régions pionnières

A10 Production et utilisation d'électricité

Annexe B – Certificats, ordonnances et licences concernant les oléoducs et les exportations de pétrole

B1 Certificats délivrés en 2005 pour la construction d'installations d'oléoduc, y compris des pipelines de plus de 40 kilomètres de longueur

B2 Ordonnances délivrées en 2005 pour la construction d'installations d'oléoduc, y compris des pipelines ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

B3 Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 2004 et 2005

B4 Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 2001 à 2005

B5 Exportations de produits pétroliers par mois - 2005

B6 Exportations de produits pétroliers par compagnie - 2004 et 2005

Annexe C – Certificats, ordonnances et licences concernant les gazoducs et les exportations de gaz

C1 Certificats délivrés en 2005 pour la construction d'installations de gazoduc de plus de 40 kilomètres de longueur

C2 Ordonnances délivrées en 2005 pour la construction d'installations de gazoduc ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

C3 Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 2005

C4 Licences et ordonnances à long terme visant l'importation de gaz naturel au 31 décembre 2005

C5 Exportations de gaz naturel par point d'exportation - 2001 à 2005

C6 Exportations totales nettes de propane et de butanes - 2004 et 2005

Annexe D – Information financière relative aux compagnies de gazoducs et d'oléoducs du groupe 1

D1 Renseignements financiers – Compagnies (oléoducs) du groupe 1 ayant conclu des règlements pluriannuels avec droits incitatifs

D2 Renseignements financiers – Compagnies (oléoducs) du groupe 1 dont les droits sont calculés en fonction du coût du service

D3 Renseignements financiers – Compagnies (gazoducs) du groupe 1

Annexe E – Certificats, ordonnances, permis et licences concernant les lignes de transport d'électricité et les exportations d'électricité

E1 Certificats et permis délivrés en 2005 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité

E2 Ordonnances modificatrices délivrées en 2005 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité

E3 Ordonnances de révocation rendues en 2005 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité

E4 Licences délivrées en 2005 relativement à l'exportation d'électricité

E5 Permis et ordonnances délivrés en 2005 relativement à l'exportation d'électricité

E6 Exportations d'électricité en 2005

E7 Commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis en 2005 (par province)

E8 Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada en 2005 (par région ou État américain)

STRUCTURE DE L'ONÉ

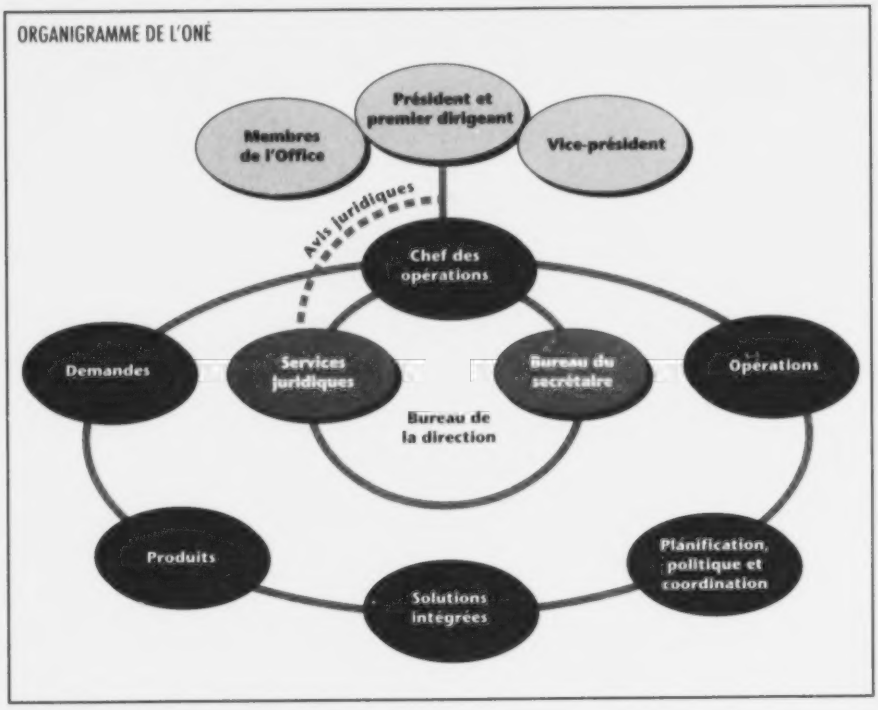
L'Office est structuré en cinq secteurs qui représentent ses principales sphères de responsabilité, à savoir :

- Demandes;
- Opérations;
- Produits;
- Solutions intégrées;
- Planification, politique et coordination.

De plus, le bureau de la direction comprend deux autres équipes qui fournissent des services spécialisés :

- Services juridiques;
- Services de réglementation.

ORGANIGRAMME DE L'ONÉ



STRUCTURE DE L'ONÉ

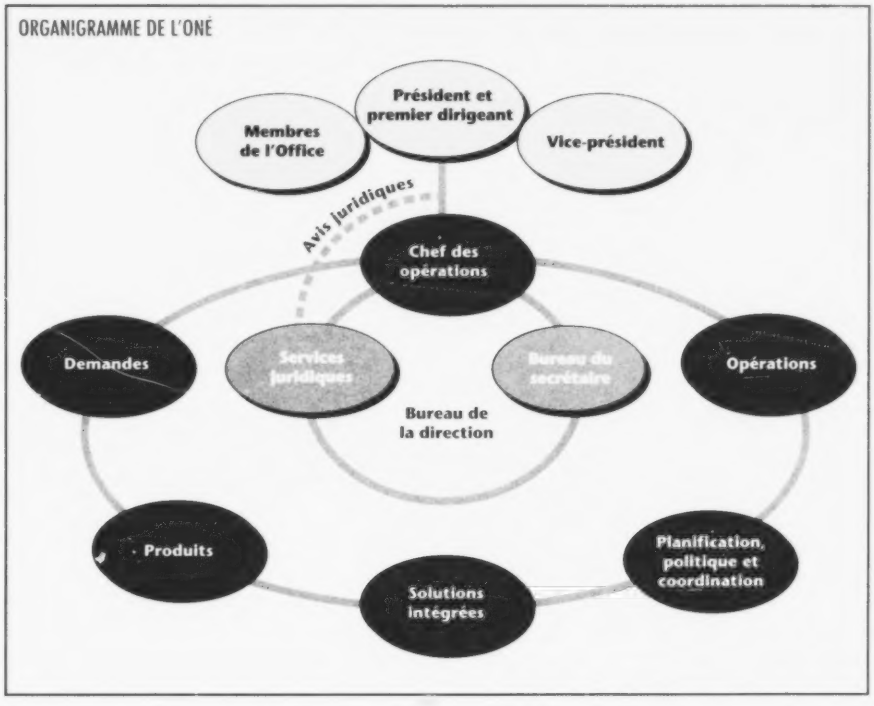
L'Office est structuré en cinq secteurs qui représentent ses principales sphères de responsabilité, à savoir :

- Demandes;
- Opérations;
- Produits;
- Solutions intégrées;
- Planification, politique et coordination.

De plus, le bureau de la direction comprend deux autres équipes qui fournissent des services spécialisés :

- Services juridiques;
- Services de réglementation.

ORGANIGRAMME DE L'ONÉ



HAUTE DIRECTION DE L'OFFICE

Jim Donihee, chef des opérations

Kathleen Beall, avocate générale

Michel Mantha, secrétaire de l'Office

Sandy Harrison, chef de secteur, Demandes

John McCarthy, chef de secteur, Produits

Valerie Katarey, chef de secteur, Solutions intégrées

Gregory Lever, chef de secteur, Opérations

Brenda Kenny, chef de secteur, Planification, politique et coordination

Bonnie Gray, chef de projet, Préparation au développement dans le Nord

Glenn Booth, spécialiste en chef, Économie

Alan Murray, spécialiste en chef, Ingénierie

Robert Steedman, spécialiste en chef, Environnement

Charlotte Holmund, agente d'échange du savoir

ATTRIBUTIONS DES SECTEURS

Demandes

Le Secteur des demandes a pour tâche de traiter et d'évaluer la plupart des demandes présentées aux termes de la Loi sur l'ONÉ. La majorité de ces demandes sont assujetties aux parties III et IV de cette loi, lesquelles visent les installations, les droits et les tarifs, ainsi que la construction et l'exploitation de lignes de transport d'électricité internationales et interprovinciales. Le personnel du Secteur des demandes est aussi chargé d'autres fonctions comme la surveillance et la vérification financières des compagnies assujetties à la réglementation de l'Office; il est appelé en outre à régler les préoccupations des propriétaires fonciers.

Produits

Le Secteur des produits est chargé d'assurer la surveillance de l'industrie et des marchés de l'énergie. À ce titre, il lui incombe d'examiner les perspectives de l'offre et de la demande de produits énergétiques au Canada, de mettre à jour les lignes directrices et de développer des règlements régissant les exportations d'énergie, comme l'exige la partie VI de la Loi sur l'ONÉ. Le Secteur se charge également d'évaluer et de traiter les demandes relatives aux exportations de pétrole, de gaz naturel et d'électricité.

Opérations

Le Secteur des opérations s'occupe de toutes les questions relatives à la sécurité et à l'environnement pour ce qui est des installations visées par la Loi sur l'ONÉ, la LOPC et la LHF. À ce titre, il est chargé de mener des inspections et des vérifications en matière de sécurité et de protection de l'environnement, de faire enquête sur les incidents et de surveiller les méthodes d'intervention en cas d'urgence. Le Secteur est aussi chargé de réglementer l'exploration, la mise en valeur et la production des hydrocarbures dans les régions pionnières non visées par des accords. Il lui incombe enfin d'élaborer des règlements et des lignes directrices sur l'environnement et la sécurité.

Solutions intégrées

Le Secteur des solutions intégrées est chargé d'élaborer, de mettre en oeuvre et d'appuyer, en collaboration avec ses clients, des stratégies et solutions qui bonifient les résultats de l'Office. Ses responsabilités englobent les ressources humaines, la gestion de l'information, les finances et les actifs. Le Secteur est chargé du réseau et des services informatiques, de la gestion du matériel et des installations, des marchés, des services de la bibliothèque, de la gestion des archives, des finances et des ressources humaines, de la traduction ainsi que de la conception et de la production de documents.

Planification, politique et coordination

Le personnel du Secteur de la planification, politique et coordination est chargé d'élaborer le cadre et les outils de réglementation à long terme, ainsi que de planifier et de coordonner les activités de l'Office. Le Secteur offre à l'Office des services de communication, de participation (générale et autochtone) et de règlement approprié des différends. De plus, il appuie l'excellence technique continue de l'Office par le biais des spécialistes techniques et des réseaux de savoir.

Bureau de la direction

Le bureau de la direction répond de la capacité globale de l'Office et de son aptitude à satisfaire aux impératifs stratégiques et opérationnels. À ce titre, il est chargé de fournir des avis juridiques en matière de gestion et de réglementation, d'administrer les audiences et de fournir des services de soutien à la réglementation.

LISTE DES SIGLES ET DES ABRÉVIATIONS

ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
BAPE	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement du Québec
BC Hydro	British Columbia Hydro and Power Authority
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
BST	Bureau de la sécurité des transports du Canada
CPPLC	ConocoPhillips Pipe Line Company
CSA	Association canadienne de normalisation
Devon	Devon Canada Corporation
E&M	exploitation et maintenance
ÉE	évaluation environnementale
ÉMÉ	évaluation du marché de l'énergie
Enbridge	Enbridge Pipelines Inc.
ERO	Electric Reliability Organization
EUB	Alberta Energy and Utilities Board
FÉE	Fonds pour l'étude de l'environnement
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GES	gaz à effet de serre
GNL	gaz naturel liquéfié
LCÉE	Loi canadienne sur l'évaluation environnementale
LEFP	Loi sur l'emploi dans la fonction publique
LFH	Loi fédérale sur les hydrocarbures
LGN	liquides de gaz naturel
Loi sur l'ONÉ	Loi sur l'Office national de l'énergie
LOPC	Loi sur les opérations pétrolières au Canada
m^3/j	mètre cube par jour
MISO	Midwest Independent System Operator
mm	millimètre
MRD	Mécanisme approprié de règlement des différends
MW	mégawatt
GNC	gaz naturel tiré du charbon

NSPI	Nova Scotia Power Inc.
OCNHE	Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
OCTHE	Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers
Office	Office national de l'énergie
ONÉ	Office national de l'énergie
OPA	Ontario Power Authority
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
OTR	organisation de transport régionale
PCV	promesse de conformité volontaire
PIB	produit intérieur brut
Régie	Régie de l'énergie
RNCan	Ressources naturelles Canada
RPT-99	Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres
Sea Breeze	Sea Breeze Power Corp.
SGIES	système de gestion de l'information sur l'environnement et la sécurité
SPGN	Secrétariat du projet de gaz du Nord
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
TPTM	Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.
TWh	térawattheure
Westcoast	Westcoast Energy Inc.
WTI	West Texas Intermediate

TABLE DE CONVERSION AU SYSTÈME MÉTRIQUE

L'Office national de l'énergie utilise le système international d'unités. Un réservoir de 30 litres d'essence contient environ un gigajoule d'énergie. Un pétajoule est égal à un million de gigajoules. En moyenne, le Canada consomme, toutes les 50 minutes, environ un pétajoule pour tous ses besoins (chauffage, éclairage et transport).

La table de conversion suivante pourra être utile au lecteur qui connaît mieux le système impérial.

FACTEURS DE CONVERSION APPROXIMATIFS

mètre	=	3,28 pieds
kilomètre	=	0,62 mille
hectare	=	2,47 acres
mètre cube de pétrole	=	6,3 barils
mètre cube de gaz naturel	=	35,3 pieds cubes
gigajoule	=	0,95 millier de pieds cubes de gaz naturel à 1 000 BTU/pied cube, ou 0,165 baril de pétrole, ou encore 0,28 mégawattheure d'électricité
gigajoule	=	10^9 joules
pétajoule	=	10^{15} joules
gigawattheure	=	10^6 kilowattheures
térawattheure	=	10^9 kilowattheures